

Recarga de vehículos eléctricos a partir de un sistema de energía solar haciendo uso de la red como elemento almacenador de energía eléctrica



Luis Felipe Giraldo Mora

Recarga de vehículos eléctricos a partir de un sistema de energía solar haciendo uso de la red como elemento almacenador de energía eléctrica

Luis Felipe Giraldo Mora

Trabajo de grado presentado como requisito
parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Pereira, 30 de Julio de 2019
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
Programa de Ingeniería Eléctrica.



Nota de Aceptación

Ph.D. Ramón Alfonso Gallego Rendón. Director

Jurado

Pereira, 30 de Julio de 2019

Recarga de vehículos eléctricos a partir de un sistema de energía solar haciendo uso de la red como elemento almacenador de energía eléctrica

©Luis Felipe Giraldo Mora

Director: Ph.D. Ramón Alfonso Gallego Rendón

Pereira, 30 de Julio de 2019

Programa de Ingeniería Eléctrica.

Universidad Tecnológica de Pereira

La Julita. Pereira(Colombia)

TEL: (+57)(6)3137122

www.utp.edu.co

Versión web disponible en: *<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/handle/11059/1>*

Agradecimientos

Este logro le pertenece a todas las personas que aportaron su grano de arena de forma directa e indirecta en mi vida, moldeando mi integridad profesional y personal para avanzar en mi camino:

A mi familia, mis padres y hermana, por todo su amor incondicional y total entrega, porque han creído en mi hasta el último instante y porque sin ellos nada hubiese sido posible.

A Alejandra Cardona Sánchez, quien me acompañó en todo este proceso brindándome su infinito cariño, paciencia y completa solidaridad, alegrando incluso mis momentos más difíciles.

Al Ingeniero Ramón Alfonso Gallego Rendón por creer en mis capacidades y asumir la dirección de mi trabajo de grado, mostrando completa disposición a lo largo de este proceso.

Al Ingeniero David Manuel González Ramírez, quien me asesoró la mayor parte del tiempo y complementó mis conocimientos adquiridos durante la realización de este documento.

A todos los compañeros y amigos que tuve la fortuna de cosechar a lo largo de mi carrera, los cuales me regalaron momentos inolvidables.

A la vida misma por permitirme tomar este rumbo para dejar mi huella en el planeta a partir del desarrollo sostenible de la humanidad desde la Ingeniería Eléctrica.

Resumen

A pesar de los numerosos esfuerzos que se han realizado en los últimos años con las políticas medioambientales, no ha sido posible reducir satisfactoriamente las emisiones de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global, razón por la cual sigue siendo necesario mitigar estas cifras insistiendo con alternativas de generación de la energía eléctrica, el transporte o el óptimo uso de la materia prima en la producción de los distintos elementos que conforman el comercio del mundo. La generación de electricidad y el transporte ocupan el 60 % del uso total de la energía en el planeta, por lo que es posible afirmar que una reforma tecnológica sustancial en alguno de estos aspectos aliviaría enormemente esta problemática. Una de las propuestas desarrolladas en los últimos años se enfoca en el cambio transicional de los vehículos de combustión interna por tecnologías más limpias como el Vehículo Eléctrico. Colombia al igual que el resto del mundo, se aproxima poco a poco a la era de los vehículos eléctricos; sin embargo, hoy en día la infraestructura eléctrica y la capacidad de generación del país no se encuentran preparadas para atender la eventual demanda que precisará dicha tecnología, por lo que será necesario implementar alternativas de generación que suplan esta demanda como es el caso de las fuentes de energía renovables para la generación de electricidad, que ofrecen un gran potencial para reducir el uso de los combustibles fósiles [1].

En este documento se desarrollará un sistema fotovoltaico a nivel residencial a partir de los datos actualizados de radiación solar en la ciudad de Pereira para el transcurso de un año, teniendo en cuenta el estudio de la geometría solar a nivel local y los diferentes componentes que conforman la instalación, con el fin de presentarle un modelo de negocio autosustentable al usuario que al mismo tiempo, ayudará a reducir las consecuencias que traerá la demanda de energía eléctrica a causa de la recarga de los almacenadores de los vehículos eléctricos. Adicionalmente, se hará un análisis de los aspectos técnicos y financieros del modelo, proponiendo una dinámica de exportación e importación de la energía eléctrica en la red y su respectivo retorno de inversión.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Justificación	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. General	4
1.3.2. Específicos	4
1.4. Estado del arte	4
1.5. Principales resultados	5
1.6. Estructura del trabajo de grado	6
2. Reglamentos para las FNCER y los AGPE	7
2.1. Resolución CREG 030 de 2018	7
2.1.1. Integración a la red de la AGPE	9
2.1.2. Comercialización de la energía	12
3. Sistemas de generación fotovoltaica	15
3.1. Energía solar	15
3.2. Energía solar fotovoltaica FV	16
3.3. SFV's On-Grid estáticos sin acumulación de energía	20
3.4. Elementos de un AGPE tipo SFV On-Grid con entrega de excedentes	21
3.4.1. Paneles Solares Fotovoltaicos	21
3.4.2. Inversores CC - CA On-Grid	25
3.4.3. Medidores Bidireccionales	28
3.4.4. Protecciones	29
3.4.5. Cableado y conexión	30
3.5. Azimut y elevación solar en la ciudad de Pereira	32

4. Radiación solar en Pereira	35
4.1. Radiación solar	35
4.2. Valores de irradiación en la ciudad de Pereira	39
4.2.1. Promedios de radiación solar horaria	39
4.2.2. Análisis de los promedios mensuales de radiación solar horaria por día	40
5. VE's y sus almacenadores de energía	43
5.1. Vehículos Eléctricos VE's	44
5.1.1. Historia de los VE's	44
5.1.2. Clasificación de los VE's	46
5.1.3. Vehículo Eléctrico Puro BEV	47
5.1.4. Infraestructura de recarga para VE	50
5.2. Baterías como elementos almacenadores de energía	51
5.2.1. Principio de funcionamiento	51
5.2.2. Parámetros de la batería	52
5.2.3. Tipos de tecnología	53
5.2.4. Costo de la batería	54
6. Modelo fotovoltaico orientado a los VE's	56
6.1. Método técnico para el dimensionamiento de SFV's On-Grid sin acumulación de energía	56
6.2. SFV On-Grid sin acumulación de energía en la ciudad de Pereira	64
6.2.1. Diseño de un SFV On-Grid sin acumulación para suplir el 100 % de la demanda diaria de una vivienda promedio.	65
6.2.2. Diseño de un SFV On-Grid sin acumulación que soporte la demanda de una vivienda promedio y un BEV diariamente.	73
7. Análisis técnico y financiero del modelo	82
7.1. Definiciones	82
7.2. Análisis Técnico y Financiero	85
7.2.1. Costos de Instalación	85
7.2.2. Retorno sobre la Inversión o ROI	87
8. Conclusiones	89
8.1. Futuros trabajos de investigación	91
A. Curvas del comportamiento del sol en Pereira	96

B. Promedios mensuales de radiación en Pereira	98
C. Fichas Técnicas de los dispositivos implementados	105
C.1. Ficha Técnica: Paneles Solares	106
C.2. Ficha Técnica: Microinversores	108
C.3. Ficha Técnica: Medidores Bidireccionales	110
C.4. Ficha Técnica: Conductores	112
C.5. Ficha Técnica: Protecciones	114
C.6. Ficha Técnica: Estructuras	116
D. Esquemas y Diagramas Unifilares	118
D.1. Caso 1	119
D.2. Caso 2	121
E. Simulaciones en Helioscope	123
E.1. Caso 1	124
E.2. Caso 2	126

Capítulo 1

Introducción

En el transcurso de los años, el creciente uso de la energía eléctrica ha provocado que sea considerada un factor primario en cuanto al impacto climático por los inapropiados usos de los recursos naturales como los elementos fósiles, gases y otras fuentes no renovables, que por su “bajo costo” han condicionado por años las formas de producción de la energía [2]. No obstante, con la aparición del calentamiento global surgió la necesidad de replantear los modelos de generación a partir de alternativas amigables con el medio ambiente, por lo cual las entidades internacionales establecieron mecanismos y acuerdos en pro de las fuentes renovables de energía y su expansión por todo el globo, especialmente en América Latina y el Caribe [3].

Actualmente, la energía fotovoltaica es una de las formas más baratas para producir electricidad. Según datos recientes de Bloomberg New Energy Finance (BNEF), la energía solar no subsidiada está comenzando a desplazar al carbón y al gas natural a gran escala debido a que los nuevos proyectos en los mercados emergentes están costando aproximadamente la mitad del precio de lo que cuesta generar energía eléctrica a base de carbón [4]. En Colombia, la radiación solar media diaria al año es aproximadamente de $4,5kWh/m^2$ [5], que supera a la emitida en Alemania ($3kWh/m^2$) [6] y compite con la de China ($4,46kWh/m^2$) [7], países que lideran la generación fotovoltaica en el mundo [8]; mostrando así, un alto potencial de este recurso que a día de hoy, es poco aprovechado.

En Colombia, la energía solar se enfoca en la generación de electricidad de las zonas rurales, donde el acceso a la energía eléctrica convencional es más costoso [9], pero gracias a las nuevas tendencias, la ciencia se ha ido adaptando a las necesidades del mercado, haciendo posible el surgimiento de tecnologías limpias como es el caso de los vehículos eléctricos. Este

es un cambio importante para un país como Colombia, donde la mayor cantidad de emisión de gases de efecto invernadero es producto de la industria del transporte. Sin embargo, se prevé que su implementación traerá enormes impactos negativos en las redes de energía eléctrica por lo cual se está trabajando en proyectos que ayuden a mitigar dichos efectos [10].

Este trabajo tiene como objetivo plantear un sistema fotovoltaico que ayude a reducir las consecuencias que traerá la demanda de energía eléctrica a causa de la recarga de los almacenadores de los vehículos eléctricos, analizando aspectos técnicos, financieros y proponiendo un modelo de almacenaje de energía eléctrica en la red.

1.1. Planteamiento del problema

En este documento, se plantea un modelo para la recarga de vehículos eléctricos, que aprovechará el recurso solar de la ciudad de Pereira a partir de la instalación de paneles solares, y que en conjunto con elementos de conversión (inversores) y de medición (contadores bidireccionales), aprovechará la curva de demanda diaria en la ciudad, al inyectar potencia al sistema en el transcurso del día (función como almacenador de energía), y recuperarla en los puntos mínimos de la curva (baja demanda), conectando el vehículo a la red y habilitando su recarga por medio de equipos de comunicación y/o control según se determine; generando finalmente una utilidad económica rentable para la empresa o usuario que pueda estar interesado en su implementación. Este proyecto estudiará la factibilidad del modelo propuesto desde el punto de vista técnico y financiero y se divide en las siguientes etapas:

- Estudiar las reglamentaciones que rigen la autogeneración con inyección de excedentes en la red de energía eléctrica.
- Estudiar conceptos básicos acerca de: Energía solar, paneles solares, inversores, medidores bidireccionales, elementos de conexión, equipos de protección, comunicación y control.
- Analizar la información disponible acerca de la radiación solar en Pereira.
- Estudiar los diferentes tipos de almacenadores usados en vehículos eléctricos, limitados a vehículos familiares.
- Diseñar un sistema de energía solar para inyección y retoma de energía eléctrica a la red de distribución y a los almacenadores de los vehículos eléctricos respectivamente.

- Llevar a cabo un estudio técnico/financiero del sistema de energía solar como fuente de energía eléctrica a la red de distribución y a los almacenadores de los vehículos eléctricos.

1.2. Justificación

Para nadie es un secreto que el tema del calentamiento global ha dejado de ser una posibilidad o mito para convertirse en una realidad, pues a pesar de los numerosos esfuerzos que se han realizado en los últimos años por las instancias e iniciativas internacionales y regionales para promover las fuentes renovables de energía como la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible (*World Summit on Sustainable Development/WSSD*, Johannesburgo, septiembre 2002)[3], la Cumbre del Clima(*Climate Summit*, New York, septiembre 2014) o el histórico Acuerdo de París logrado en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (*COP21*, París 2015); no ha sido posible reducir satisfactoriamente las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (*GEI*), razón por la cual sigue siendo necesario mitigar estas cifras insistiendo con alternativas de generación de la energía eléctrica, el transporte o el óptimo uso de la materia prima en la producción de los distintos elementos que conforman el comercio del mundo. Por tal motivo, se hace necesario fortalecer los trabajos de investigación girando en torno a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (*FNCER*) con el fin de buscar una salida a esta problemática ambiental.

Por otro lado, se prevé que la demanda aumentará en los próximos años, no solo por una cuestión de crecimiento poblacional sino también por la expansión de la tecnología. En este punto se hará enfoque a los Vehículos Eléctricos (*VE's*), ya que a pesar de representar una cuantiosa solución a la emisión de *GEI* a causa del transporte por combustión, inevitablemente sus almacenadores de energía representarán un nuevo incremento en la demanda energética, la cual tendrá que ser suplida por algún método de generación. Por tal motivo, los sistemas fotovoltaicos (*SFV's*) adquieren protagonismo en este trabajo, ya que a pesar de ser relativamente costosos en su instalación, pueden llegar a generar grandes beneficios técnicos y financieros a largo plazo, teniendo en cuenta que en Colombia existe un alto potencial solar y que la matriz energética es en gran parte dependiente de los hidrocarburos.

1.3. Objetivos

1.3.1. General

Estudio de la viabilidad técnica y financiera de implementar energía solar fotovoltaica a nivel residencial como solución al problema de los almacenadores de los vehículos eléctricos y su impacto a la red de energía eléctrica.

1.3.2. Específicos

- Vista general de los reglamentos para las *FN CER* y los *AGPE*.
- Estado del arte de la energía solar, los paneles solares, inversores, medidores bidireccionales, elementos de conexión y equipos de protección.
- Estado del arte de la radiación solar en Pereira.
- Estado del arte de los almacenadores usados en los vehículos eléctricos.
- Diseñar un sistema típico de energía solar con su implementación a la carga de vehículos eléctricos.
- Análisis técnico y financiero del diseño realizado.

1.4. Estado del arte

A continuación, se exponen diferentes trabajos investigativos desarrollados que involucran a la tecnología solar fotovoltaica y a los vehículos eléctricos en conjunto, mostrando un panorama prometedor que sirve de estímulo para sacar adelante el objetivo general de este documento:

- En [11] se realiza el diseño de una estación de recarga fotovoltaica demostrativa para vehículos eléctricos con entrega de excedentes a la red eléctrica en la ciudad de Madrid, España en 2003 haciendo uso de las cubiertas de estacionamiento para ubicar paneles solares a distintos ángulos de inclinación.
- En [12] se analiza y diseña un sistema fotovoltaico residencial con acumulación de energía en bancos de baterías para dar suministro a la red eléctrica y adicionalmente contar con una flexibilidad para recarga de vehículos eléctricos híbridos.

- En [13] se presenta la estructura de un pequeño sistema de generación distribuida integrada por generación fotovoltaica, vehículos eléctricos híbridos *PHEV* y un modelo de operación de vehículo a la red V_2G como batería de respaldo para el hogar en caso de contingencias o fallas de la red eléctrica.
- En [14] se menciona a la red de energía eléctrica como posible elemento almacenador de la energía generada por un sistema fotovoltaico instalado en las cubiertas de estacionamiento, esto con el fin de eliminar el uso de bancos de baterías.
- En [1] se investiga el consumo de electricidad y sus patrones de producción asociados en el sector residencial, la carga doméstica de vehículos eléctricos y la generación fotovoltaica doméstica en la ciudad de Westminster, Londres.
- En [15] se presenta una revisión general de los aspectos importantes de la carga de vehículos eléctricos a través de paneles solares en respuesta a la poca documentación existente.
- En [16] se expone un documento relevante con información sobre carga rápida de vehículos eléctricos que incorpora una fuente de energía renovable de carácter fotovoltaico donde se integran conceptos como el V_2G y un enfoque especial a los componentes del sistema de carga, la arquitectura, los modos de operación y el control.

1.5. Principales resultados

Los principales resultados de este trabajo de grado son los siguientes:

- Determinar los ángulos de Azimut e inclinación de un panel fotovoltaico en Pereira.
- Información completa y actualizada de la radiación solar en Pereira.
- Modelo del problema de instalación de fuentes de energía solar a nivel residencial.
- Análisis técnico y financiero del modelo de energía solar para la alimentación de baterías de vehículos eléctricos y su efecto en las redes de energía eléctrica en la ciudad.

1.6. Estructura del trabajo de grado

Para el desarrollo de este documento, el proyecto se divide en los siguientes capítulos así:

- En el Capítulo 1 se dará una introducción sobre el contenido del trabajo, mostrando el planteamiento del problema, justificación, objetivos, estado del arte y los principales resultados.
- En el Capítulo 2 se realizará un estudio de la Resolución CREG 030 de 2018 para establecer conceptos técnicos y financieros iniciales.
- En el Capítulo 3 se documentará el estado del arte de los paneles solares, inversores, medidores bidireccionales, elementos de conexión, equipos de protección y la geometría solar.
- En el Capítulo 4 se facilitará información sobre la radiación solar en Pereira para un periodo de un año con sus respectivos análisis.
- En el Capítulo 5 se hará un estudio de los diferentes tipos de almacenadores presentes en los vehículos eléctricos, limitando el campo de estudio al uso residencial en la ciudad de Pereira y alrededores.
- En el Capítulo 6 se diseñará un sistema típico de energía solar con recarga de vehículos eléctricos. Se realizará un esquema gráfico a partir de los componentes previamente investigados, con el fin de ilustrar el modelo del sistema de generación solar.
- En el Capítulo 7 se llevará a cabo un estudio técnico/financiero del sistema de energía solar como fuente de energía eléctrica a la red de distribución. El estudio contemplará características específicas de los componentes del modelo los cuales serán elegidos teniendo en cuenta la necesidad de energía, la radiación disponible y el factor financiero.

Capítulo 2

Reglamentos para las FNCER y los AGPE

Con la incursión de las nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica, ha sido necesario desarrollar una estructura de reglamentos que contribuya a su eficiente integración con la red de transmisión y distribución, garantizando la confiabilidad y calidad del servicio. Por lo tanto, a parte de las conocidas leyes 142 y 143 de 1994 que establecen el *régimen de los servicios públicos domiciliarios* y el *régimen de la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional* respectivamente, se implementó la ley 1715 de 2014 que tiene como objeto *promover e impulsar las fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER)* y establecer beneficios tributarios para los proyectos que se realicen en torno a esta tecnología. Dicha ley le otorgó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (*CREG*) la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración y de la generación distribuida, razón por la cual se incorporaron nuevas resoluciones por parte de esta entidad que ameritan ser mencionadas en este documento; estas menciones se enfocarán en la regulación de los Autogeneradores de Pequeña Escala (*AGPE*) que utilizan *FNCER* del tipo fotovoltaico sin almacenadores de energía, pues son el eje central de este trabajo.

2.1. Resolución CREG 030 de 2018

”Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)”.

La *CREG* (según la ley 142 de 1994 - artículo 74) regula el ejercicio de actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propicia la competencia en el sector de minas y energía, propone medidas correctivas contra los abusos de posición dominante y a su vez, establece criterios para comprometer la venta garantizada de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios. El literal *b)* de este artículo, concede a la *CREG* el poder de regular la autogeneración y la cogeneración de energía eléctrica y su uso eficiente.

Bajo el artículo 11 de la ley 143 de 1994 se define al Autogenerador como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades, y sus actividades como Autogenerador conectado al *SIN* son reglamentadas en la resolución *CREG* 084 de 1996. La *CREG* define las normas para remunerar los excedentes que generen los *AGPE* que utilicen *FNCER*, estos excedentes se reconocen mediante un esquema de medición bidireccional como *créditos de energía*.

Límites de potencia establecidos: La resolución *CREG* 030 establece los siguientes límites de potencia distinguiendo entre *AGPE*, generadores distribuidos (*GD*) y autogeneradores de gran escala así:

- **AGPE:** Su límite máximo de potencia instalada es de 1 *MW* según la resolución *UPME* 281 DE 2015.
- **GD:** Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo y está conectado al *SDL* con una potencia instalada menor o igual a 0,1 *MW*.
- **Autogeneradores a gran escala:** Todo autogenerador que se encuentre comprendido entre 1 *MW* y 5 *MW*.

Cabe mencionar que el ministerio de minas y energía, según el decreto 348 de 2017 establece condiciones simplificadas para la autogeneración en términos de medición, conexión, contrato de respaldo y entrega de excedentes con su respectiva liquidación. También que la ley 1715 ordena establecer un modelo simplificado de conexión para autogeneradores con capacidad instalada hasta 5 *MW*.

Cuando la cantidad de energía anual exportada por parte de la *AGPE* y los *GD* supere el 4% de la demanda total, la *CREG* revisará y podrá modificar las condiciones de conexión y remuneración de las exportaciones de energía establecidas en la resolución.

2.1.1. Integración a la red de la AGPE

Condiciones para la integración

Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1: Antes de realizar la solicitud de conexión de *AGPE* a un Sistema de Distribución Local (*SDL*) para un nivel de tensión 1, el solicitante debe verificar que la red en donde desea conectarse tiene disponibilidad y cumple con lo siguiente:

- La sumatoria de *AGPE* y *GD* que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15 % de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se pretenda efectuar el punto de conexión, como se muestra en la ecuación 2.1:

$$\sum_{i=1}^n P_{AGPE,i} + \sum_{j=1}^m P_{GD,j} \leq 15 \% P_{nom(cto)} \quad (2.1)$$

donde:

- i : Autogeneradores de pequeña escala (*AGPE*)
- j : Generadores distribuidos (*GD*)
- $P_{AGPE,i}$: Energía entregada por *AGPE*
- $P_{GD,j}$: Energía entregada por *GD*
- $P_{nom(cto)}$: Capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se realizará el punto de conexión.

- La cantidad de energía en una hora que pueden entregar *AGPE* o *GD* fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento conectados al mismo circuito o transformador no debe superar el 50 % del promedio anual de horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre las 6am y las 6pm, como se muestra en la ecuación 2.2:

$$\sum_{i=1}^n P_{exp}^{1H}_{AGPE,i} + \sum_{j=1}^m P_{exp}^{1H}_{GD,j} < 50 \% \bar{P}_{hmda-1}^{6am...,6pm} \quad (2.2)$$

donde:

- i : Autogeneradores de pequeña escala (*AGPE*)
- j : Generadores distribuidos (*GD*)
- H : Hora
- $P_{exp}^{1H}_{AGPE,i}$: Cantidad de energía exportada por *AGPE* en una hora.

- $Pexp_{GD,j}^{1H}$: Cantidad de energía exportada por GD en una hora.
 $\bar{P}_{hmda-1}^{6am...6pm}$: Promedio anual de horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre las 6 *am* y las 6 *pm*.

Si el AGPE no entrega excedentes no requiere cumplir estos parámetros.

Información de disponibilidad de red: Es obligación de los Operadores de Red (*OR*) facilitar un medio de información a través del cual los interesados en instalar *AGPE* puedan consultar el estado de la red a partir de datos como la matrícula, el código del circuito o del transformador; de tal forma que se permita efectuar el respectivo trámite de conexión. Dicha información debe contener como mínimo lo siguiente:

- Ubicación georeferenciada del punto de conexión.
- Voltaje nominal de la subestación, transformador o la red secundaria del punto de conexión.
- Capacidad nominal de la subestación, transformador o la red secundaria del punto de conexión.
- Sumatoria de la capacidad nominal de *AGPE* y *GD* instaladas en el mismo circuito o transformador, clasificada en colores y en porcentaje a la capacidad nominal del transformador, así:
 - $Verde \leq 9\%$
 - $9\% < Amarillo \leq 12\%$
 - $12\% < Naranja \leq 15\%$
 - $15\% < Rojo$
- Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los *AGPE* o *GD* a instalarse en el mismo circuito o transformador, clasificada en colores en función de la cantidad mínima de energía horaria acorde con lo establecido en la ecuación 2.2, así:
 - $Verde \leq 30\%$
 - $30\% < Amarillo \leq 40\%$
 - $40\% < Naranja \leq 50\%$
 - $50\% < Rojo$

Condiciones para la conexión

Es menester del usuario y el *OR* verificar la disponibilidad técnica (artículo 6 de la presente resolución) como condición para conectarse al *SIN* como un *AGPE* o *GD*, además el *OR* debe disponer de facilidad para trámites en línea donde se brindará acceso a los diferentes formatos de solicitud de conexión simplificada y estudios de conexión simplificados estandar para los diferentes tipos de autogeneradores o *GD*.

Formulario de solicitud de conexión simplificada: Debido a que el *AGPE* requerido para este documento no superará el límite de 0,1 *MW* por tratarse de un sistema de generación fotovoltaica de baja capacidad que generará excedentes, sólo se tendrá en cuenta la siguiente información para la conexión:

- Datos asociados con el cliente.
- Características del generador.
- Nivel de tensión de conexión.
- Características del equipo de medición.
- Datos del alimentador o subestación donde se desea la conexión.
- Características de protección anti-isla
- Fecha prevista de la entrada en operación del *AGPE*.

En todos los casos se debe incluir el cálculo teórico de la energía anual producida por el *AGPE*.

Procedimiento simplificado de conexión: A continuación se mencionan las etapas para efectuar la conexión simplificada al *STR* o *SDL* del *AGPE* con potencia instalada menor o igual a 0,1 *MW*:

- Diligenciar la información requerida en el formulario de solicitud de conexión simplificada en la página web del *OR* o en donde se encuentre disponible.
- Respuesta del *OR* a la solicitud, la cual cuenta con 5 días hábiles para emitir concepto sobre la viabilidad técnica.

- La vigencia de aprobación de la conexión es de 6 meses, transcurrido este periodo sin que se haya concretado la conexión del *AGPE*, el usuario tendrá que diligenciar un nuevo formulario de solicitud de conexión.
- El *OR* deberá hacer pruebas 2 días antes de la entrada en operación del *AGPE* con el fin de verificar el cumplimiento de las condiciones dadas.
- Características del equipo de medición.
- Datos del alimentador o subestación donde se desea la conexión.
- Características de protección anti-isla
- Fecha prevista de la entrada en operación del *AGPE*.

Condiciones para la medición

Cuando un *AGPE* entrega excedentes debe cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el código de medida, excepto las siguientes obligaciones:

1. Contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 de la resolución *CREG* 038 de 2014.
2. La verificación inicial por parte de la firma de verificación según el artículo 23 de la resolución *CREG* 038 de 2014.
3. Reporte de las lecturas de la *frontera comercial* al Administrador del Sistema de Inter-cambios Comerciales (*ASIC*) cuando se vende la energía al comercializador integrado con el *OR* al cual se conecta.

2.1.2. Comercialización de la energía

Los *AGPE* podrán entregar sus excedentes dependiendo de su tecnología de generación, para el caso de *AGPE* que utiliza *FNCER*, los precios se definirán de la siguiente manera:

- A un comercializador que atiende mercado regulado, según el numeral 4 del artículo 45 del Decreto 2153 de 1992, el precio de venta máximo será igual al definido en el artículo 17 de la presente resolución.
- A generadores o comercializadores en el caso de usuarios no regulados el precio de venta será pactado libremente.

- Al comercializador integrado con el *OR*, el cual a su vez está en la obligación de recibir los excedentes resultantes de la autogeneración, el precio de venta máximo será igual al definido en el artículo 17 de la presente resolución.

El comercializador en conjunto con el *OR* informará al *ASIC* las compras efectuadas a los *AGPE* para ser incluidos como parte de la energía de entrada para el cálculo de los cargos de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Reconocimiento de excedentes (Artículo 17): Al cierre de cada periodo de facturación, los excedentes de los *AGPE* con potencia instalada menor o igual a 0,1MW se reconocerán como créditos de energía según lo siguiente:

- Cuando sus excedentes sean menores o iguales a su importación, serán canjeados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación correspondiente. Por estos excedentes el comercializador cobrará al *AGPE* por cada *kWh* el costo de comercialización según la componente $Cv_{m,i,j}$ de la resolución 119 de 2007.
- Cuando sus excedentes sean mayores a su importación de energía eléctrica, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente al periodo de facturación.

En los días de periodo crítico, el precio de bolsa de energía aplicable es igual al precio de escasez ponderado de ese día según la resolución *CREG* 140 de 2017.

Información al usuario AGPE por la entrega de excedentes: Al recibir energía de un *AGPE*, el comercializador se torna responsable de su liquidación y facturación, razón por la cual asume la obligación de incorporar información detallada de consumos, exportaciones, cobros, entre otros en cada factura de manera individual, de acuerdo con las distintas valoraciones de los excedentes o créditos, así como su capacidad instalada. Para el caso de *AGPE* que utiliza *FNCER* con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW, el cálculo de la valoración del excedente se realizará mediante la ecuación 2.3, así:

$$\begin{aligned}
 VE_{i,j,n,f} = & (Exp1_{i,j,n,f-1} - Imp_{i,j,n,f-1}) \cdot CUv_{n,m,i,j} - (Exp1_{i,j,n,f-1} \cdot Cv_{m,i,j}) \\
 & + \sum_{h=hx,hx+1,\dots,H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} \cdot PB_{h,f-1}
 \end{aligned} \tag{2.3}$$

donde:

i	: Comercializador i
j	: Mercado de comercializador j
n	: Nivel de tensión n
h	: Hora h
m	: Mes m
f	: Periodo de facturación f
hx	: Es la hora cuando los excedentes sobrepasan la importación de energía eléctrica en el periodo de facturación $f - 1$. Para determinar hx se debe tener en cuenta toda la importación y exportación sobre el periodo de facturación $f - 1$. H es el número total de horas del periodo de facturación $f - 1$.
$VE_{i,j,n,f}$: Valoración del excedente del <i>AGPE</i> , en \$, en el periodo f . Es ingreso para el usuario cuando esta variable sea mayor a cero.
$Exp1_{i,j,n,f-1}$: Sumatoria de la exportación de energía del <i>AGPE</i> durante cada hora del periodo $f - 1$, en kWh . Esta variable puede tomar valores entre cero (0) y $Imp_{i,j,n,f-1}$.
$Imp_{i,j,n,f-1}$: Sumatoria de la importación de energía del <i>AGPE</i> durante cada hora del periodo $f - 1$, en kWh .
$CUv_{n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/ kWh , del comercializador que lo atiende, según lo establecido en la Resolución <i>CREG</i> 119 DE 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.
$Cv_{m,i,j}$: Magen de comercialización en \$/ kWh , según lo establecido en la Resolución <i>CREG</i> 119 DE 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.
$Exp2_{h,i,j,n,f-1}$: Exportación horaria de energía del <i>AGPE</i> durante cada hora del periodo $f - 1$, en kWh que supera $Imp_{i,j,n,f-1}$.
$PB_{h,f-1}$: Precio de bolsa horario de las horas del periodo $f - 1$, en \$/ kWh , siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución <i>CREG</i> 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, será igual al precio de escasez ponderado.

Capítulo 3

Sistemas de generación fotovoltaica

3.1. Energía solar

El sol es considerado como la fuente de energía más grande existente en nuestro planeta, se podría decir que la energía solar es inagotable y gratuita, ésta es emitida en forma de radiación y se estima que equivale a unas 15 a 20 veces la energía almacenada en todas las reservas de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) del mundo [17]. El Sol irradia energía perpendicularmente sobre la parte superior de la atmósfera a una tasa de $3,9 \times 10^{26} \text{ W}$ [18], de esta radiación sólo el 70 % la atraviesa mientras que el 30 % restante es repelido [17]. En la actualidad existen varios tipos de tecnologías que aprovechan la energía solar, estos son [17]:

- **Energía solar pasiva:** Utiliza la energía del sol sin necesidad de sistemas mecánicos.
- **Energía solar térmica:** Usa la energía calórica del sol para calentar fluidos como agua para uso sanitario y de calefacción, estos sistemas se denominan colectores solares.
- **Energía solar fotovoltaica:** Aprovecha la radiación solar o energía lumínica para generar electricidad mediante placas de semiconductores que son conocidas como Paneles Solares Fotovoltaicos (*PFV*).
- **Energía solar termoeléctrica:** Mediante la energía calórica, produce electricidad calentando algún tipo de fluido a alta temperatura a través de un ciclo termodinámico convencional.

- **Energía solar híbrida:** Utiliza energía adicional en conjunto con otro tipo de energía, lo cual se conoce como hibridación y dependiendo de esta combinación podrá ser renovable o fósil.
- **Energía eólico solar:** Mediante aire calentado por el sol es posible accionar generadores ubicados en la parte superior de una chimenea.

3.2. Energía solar fotovoltaica FV

Efecto Fotovoltaico Como se explicó en la sección 3.1 existen varios tipos de tecnologías que aprovechan la energía solar, entre ellas se encuentra la energía solar fotovoltaica. Esta tecnología se basa en la interacción de la radiación solar con celdas solares también llamadas celdas fotovoltaicas provocando la emisión de electrones, estos electrones libres al ser capturados generan una corriente eléctrica aprovechable, a este fenómeno se le conoce como la teoría del efecto fotoeléctrico o fotovoltaico (figura 3.1¹) [17].

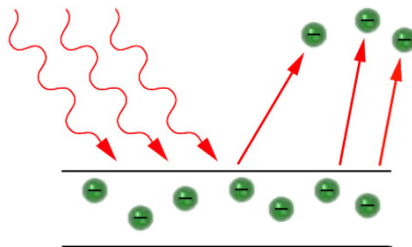


Figura 3.1: Efecto fotovoltaico.

Los primeros frutos de esta teoría se dieron alrededor de la década de los 50 y 60 con el desarrollo de satélites a base de energía solar (Vanguard 1 en 1958 y Explorer 6 en 1959) a cargo de la *NASA*, los cuales contaban con una eficiencia muy pobre. Sin embargo hoy en día, se ven usos más frecuentes como [18]:

- Iluminación interior o exterior.
- Señales de advertencia: luces, sirenas.

¹<https://solar-energia.net/definiciones/efecto-fotovoltaico.html>

- Monitoreo: agua, aire, temperatura, flujo, movimiento.
- Batería para vehículo.
- Protección catódica contra la corrosión.
- Interruptores eléctricos, válvulas, apertura compuertas.
- Control de encendido, radio, teléfono, telemetría.
- Bombeo de aceite y combustible.
- Refrigeración.

Conversión de la energía En la actualidad la mayor cantidad de energía generada en el mundo está basada en el proceso de conversión de energía química a térmica, de térmica a mecánica y finalmente de mecánica a eléctrica. Paradójicamente este proceso de conversión cuenta con una de las eficiencias más pobres gracias a la limitación termodinámica que presenta el Ciclo de Carnot como se muestra en la figura 3.2; situación un tanto similar para el caso de la energía nuclear, entre otras. Esto no ocurre con la energía solar *FV* ya que para este caso, la eficiencia sólo se ve limitada por la tecnología del panel [19].

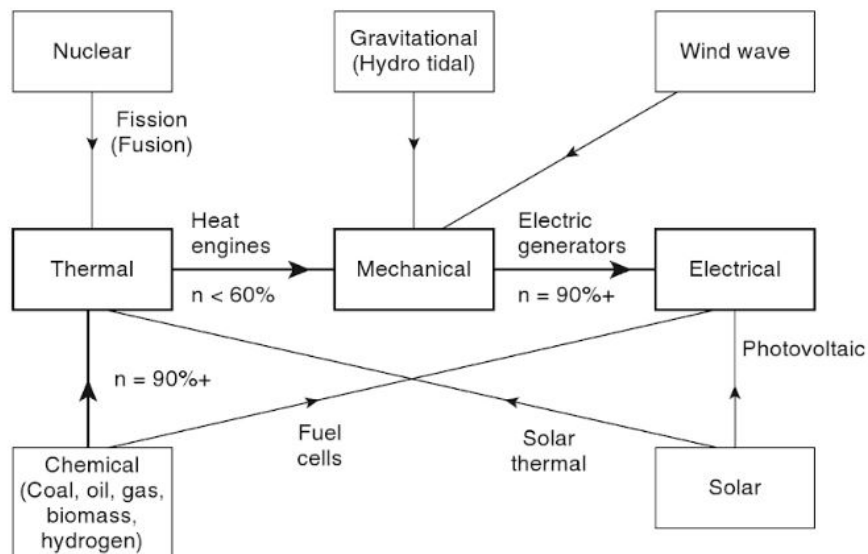


Figura 3.2: Conversión de una variedad de formas de energía en electricidad [19].

Masa del Aire AM Antes de llegar al suelo, los rayos del sol deben recorrer la atmósfera del planeta, sin embargo ésta posee en su interior un conjunto de elementos químicos que conforman el aire y que a su vez representan un obstáculo físico, debido a lo anterior la cantidad de rayos solares se verá inevitablemente reducida. Este decremento se debe entonces a la *Masa del Aire* (AM) que se define como el cociente entre el recorrido óptico del rayo solar y el correspondiente al ángulo cenital 0° , a una altura solar de 90° se tiene un valor AM igual a 1 o en otras palabras, a mayor ortogonalidad de la trayectoria de los rayos solares respecto al punto de incidencia, mayor será la radiación en dicho punto y viceversa, este concepto se explicará a fondo en el capítulo 4. En la figura 3.3² se expone el comportamiento de la AM respecto a la posición del sol:

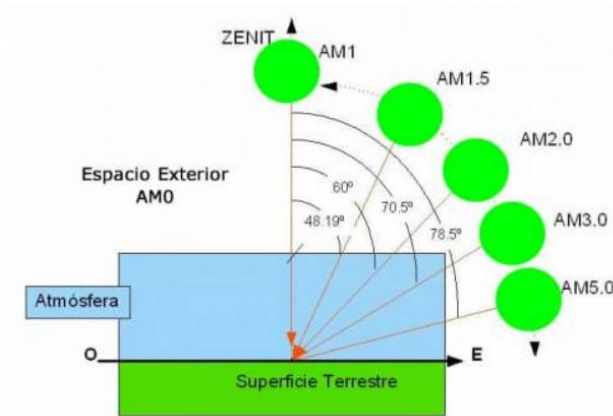


Figura 3.3: Valores de AM más frecuentes según la altura solar.

Horas de sol pico HSP Se define como el número de horas al día con una irradiancia ideal de 1000 W/m^2 que en conjunto suman la misma irradiación diaria total. Este es un modo de contabilizar la energía recibida del sol en un día, juntándola en paquetes de una hora donde el SFV recibe 1000 W/m^2 que es el valor de la potencia de irradiancia en condiciones estándar de medida STC , debido a que es en este estándar que se cumplen las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos. Respecto a la masa del aire, se define un estándar de calibración para los módulos fotovoltaicos con un AM igual a 1,5. En el capítulo 4 se explicarán los conceptos de irradiancia e irradiación.

²<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>

Sistema Fotovoltaico SFV La conversión de la energía solar a eléctrica es posible mediante el efecto fotovoltaico, la luz del sol entra en contacto con placas de semiconductores generalmente de Silicio que se conocen como *Celdas Solares* o *Celdas Fotovoltaicas*. La energía eléctrica generada puede ser utilizada de forma instantánea o almacenada mediante baterías para su posterior uso. Una celda solar puede ser cuadrada, circular o hexagonal dependiendo de su tecnología de construcción y se pueden generar conexiones serie-paralelo entre estas para formar los módulos o paneles fotovoltaicos, estos a su vez pueden conectarse entre si para establecer arreglos fotovoltaicos que cumplan una determinada generación de potencia. Los valores de tensión y corriente entregados por el arreglo se establecen mediante las conexiones series-paralelo de los módulos con sus celdas sin embargo es imprescindible incorporar dispositivos eléctricos y electrónicos que permitan el buen funcionamiento del arreglo y su incorporación con la red de energía eléctrica en caso que lo requiera, para dar paso a lo que se conoce como un *Sistema Fotovoltaico SFV* (ver figura 3.4) [18] [20].

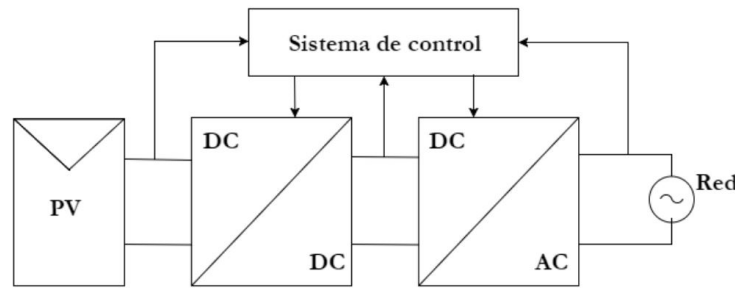


Figura 3.4: Estructura básica de un SFV [20].

Existen tres tipos de instalaciones fotovoltaicas convencionales [21]:

- **Aisladas de la Red Off-Grid:** También conocidas como tipo Isla, son independientes del *SDL* (en el nivel de tensión 1) y pueden ser con acumulación o sin acumulación de energía eléctrica (uso de baterías).
- **Conectadas a la Red On-Grid:** Este tipo de instalaciones pueden catalogarse como *AGPE* con y sin entrega de excedentes o simplemente *GD* según lo explicado en el capítulo 2.
- **Híbridas:** Son instalaciones que funcionan en conjunto con otras tecnologías de generación eléctrica, generalmente con base en las *FN CER*.

3.3. SFV's On-Grid estáticos sin acumulación de energía

También llamados *AGPE* con entrega de excedentes, son *SFV's* que suplen parte de la carga del lugar de generación y de la red de energía eléctrica. En el contexto residencial, estos sistemas poseen condiciones simplificadas de conexión y de medición para instalaciones con capacidad nominal inferior a 100 kW tal y como se menciona en el capítulo 2. Dado a que estos *SFV's* no cuentan con acumulación de energía, prescinden de baterías y controladores de carga que, junto a paneles solares estáticos y a las condiciones simplificadas de conexión y de medición, minimizan los costos de instalación de forma considerable. En la figura 3.5 se aprecia de forma general para el caso de un edificio, los diferentes componentes de un *SFV* On-Grid sin acumulación de energía, estos elementos serán explicados posteriormente:

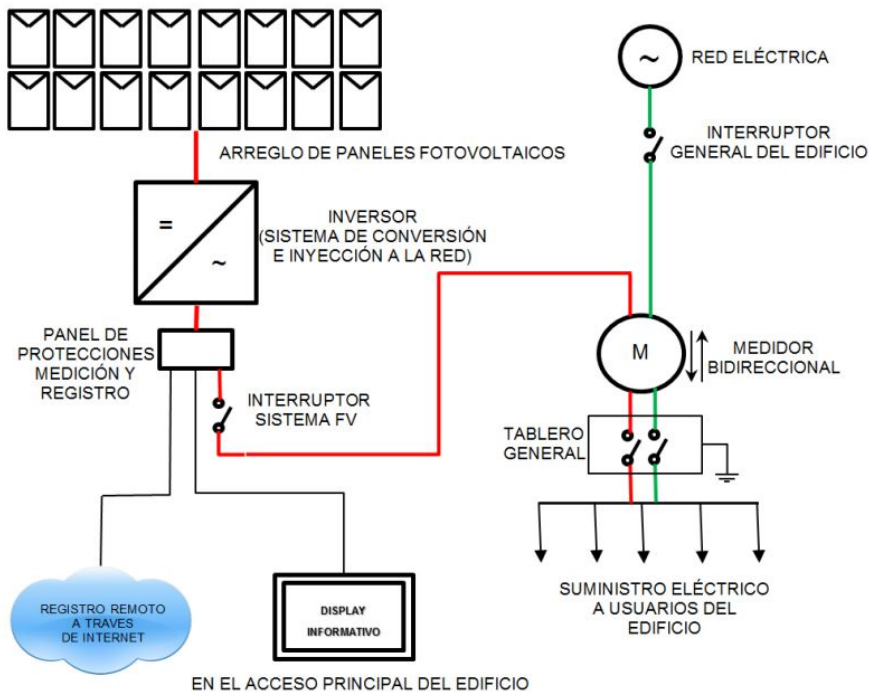


Figura 3.5: Estructura básica de un SFV On-Grid sin acumulación [21].

Un *SFV* On-Grid generalmente produce un excedente de energía que debe ser recibido por el *OR* (según lo establecido en la Resolución *CREG* 030 de 2018), este excedente será contabilizado por un medidor especial que tendrá en cuenta la energía importada de la red al sistema del consumidor y la energía exportada del sistema del consumidor a la red [22].

3.4. Elementos de un AGPE tipo SFV On-Grid con entrega de excedentes

Los principales elementos de un *SFV* On-Grid sin acumulación de energía (ver figura 3.6³) son paneles solares fotovoltaicos con sus respectivos sistemas de montaje que se encargan de generar la potencia a partir de la radiación solar, inversores ($CC - CA$) que convierten la electricidad de CC generada por los paneles solares en electricidad de CA adecuada para su posterior uso doméstico y exportación a la Red, medidores bidireccionales para contabilizar el flujo de potencia dependiendo de su importación o exportación a la Red y finalmente, dispositivos de protección necesarios para garantizar la vida útil del *SFV* y disminuir los diferentes riesgos eléctricos latentes ya conocidos. Para este tipo de *SFV* no se requieren reguladores de carga ($CC - CC$) debido a la ausencia de baterías.

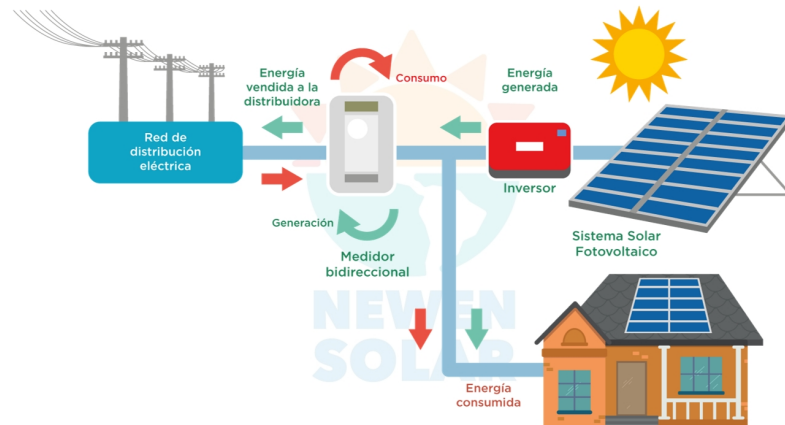


Figura 3.6: Principales elementos de un *SFV* On-Grid sin acumulación.

3.4.1. Paneles Solares Fotovoltaicos

Celda Fotovoltaica Es un dispositivo electrónico formado por placas de semiconductores generalmente de Silicio que permite aprovechar la energía solar por medio del efecto fotovoltaico para producir la energía eléctrica. Sus tecnologías de construcción se basan generalmente en el principio del diodo por medio de la unión P-N de los átomos de distintos elementos, estas tecnologías se dividen en cuatro generaciones:

³<https://www.newensolar.cl/proyectos-solares-fotovoltaicos-conectados-a-la-red/>

1. **Primera Generación:** Se componen por una gran superficie de cristal simple que forma una capa de unión P-N la cual se fabrica mediante un proceso de difusión con obleas de Silicio. Corresponde a la tecnología más común actualmente en el mercado con un 86 % del total de los paneles fotovoltaicos [17].
2. **Segunda Generación:** Consisten en el uso de depósitos epitaxiales muy finos de semiconductores sobre obleas con concentradores y se pueden presentar de dos tipos, las espaciales y las terrestres. Las celdas espaciales (con eficiencias entre el 28 % y el 30 %) presentan un costo por vatio alto, pero las celdas terrestres por el contrario, presentan procesos de bajo costo (con eficiencias entre el 7 % y el 9 %) haciéndolas poco convencionales en el mercado terrestre de paneles fotovoltaicos pero ocupando aproximadamente el 90 % del mercado espacial [17].
3. **Tercera Generación:** Tecnología propuesta desde el año 2007 que no se basa en la unión P-N, haciéndola muy diferente a las dos anteriores, además establece eficiencias mayores por un costo de producción más reducido. En aplicaciones espaciales se desarrollan mediante dispositivos de huecos cuánticos y con nanotubos de carbono (eficiencias mayores al 45 %), mientras que en aplicaciones terrestres se están investigando dispositivos que incluyan celdas electroquímicas, polímeros, nanocristales y tintas sensibilizadas como la *celda fotovoltaica orgánica* o las *láminas fotovoltaicas de película delgada* (thin-film) [17].
4. **Cuarta Generación:** Esta tecnología teórica plantea una mezcla de nanopartículas con polímeros para formar una capa simple multiespectral. Se apilarían capas de esta mezcla para formar celdas solares multiespectrales definitivas. Se estima que esta tecnología será más eficiente y económica [17].

Panel Solar Fotovoltaico También llamado Módulo Fotovoltaico, está compuesto por Celdas Fotovoltaicas, las cuales se encuentran conectadas en una combinación serie-paralelo específica dependiendo de los valores de Tensión y Corriente deseados. Los paneles fotovoltaicos pueden ser catalogados según la tecnología de fabricación, esta tendrá una repercusión en el costo, la eficiencia y el dimensionamiento. Existen tres tipos principales [21] [20]:

- **Monocristalino:** Las celdas se componen de secciones de un único cristal de silicio que poseen una forma circular o hexagonal, garantizando una simetría a lo largo del panel en una superficie uniforme, lo que genera una coloración azul más oscura. Alcanzan una eficiencia del 24,7 % en laboratorios y pueden llegar al 20 % en el área comercial. Su proceso de cristalización es complicado y costoso.

- **Policristalino:** El proceso de cristalización del silicio no es ordenado generando una reflexión variable de la luz por las imperfecciones del cristal. En el proceso de moldeo, se funde el Silicio y se vierte sobre moldes, al secarse se corta en finas láminas pero obtienen un aspecto granulado en su superficie, debido a ello, este tipo de paneles son más económicos. Pueden alcanzar una eficiencia del 19,8 % en laboratorios y una eficiencia del 14 % en el área comercial.
- **Amorfo:** También se fabrican con Silicio, pero su diferencia radica en la ausencia de estructuras cristalinas por lo que su costo de fabricación es menor. Sus aplicaciones se ven en dispositivos electrónicos pequeños como calculadoras, relojes y pequeños paneles portátiles. Alcanzan una eficiencia del 13 % en laboratorios y pueden llegar al 8 % en el mercado.

Otras Tecnologías: Actualmente hay tecnologías que basan su construcción a partir de láminas delgadas con elementos distintos al Silicio que pueden llegar a entregar eficiencias superiores, entre las que cabe mencionar:

- Telurio de Cadmio: Eficiencia en laboratorio del 16 % y en el mercado del 8 %.
- Arseniuro de Galio: Eficiencia en laboratorio del 25,7 % y en el mercado del 20 %.
- Diseleniuro de Cobre en Indio: Eficiencia en laboratorio del 17 % y en el mercado del 9 %.
- Paneles Tándem: Se conforman con la fusión de dos materiales semiconductores distintos con el fin de cubrir un mayor rango en el espectro electromagnético de la radiación solar. Se han logrado eficiencias en laboratorio del 35 % y en teoría, con la combinación de tres materiales se podría alcanzar una eficiencia del 50 %.

En general, se espera que los módulos fotovoltaicos de buena calidad tengan una vida útil de 25 a 30 años, con la contraproducción de una degradación constante de su rendimiento [22].

Parámetros eléctricos y STC Los paneles fotovoltaicos dispuestos en el mercado son parametrizados y testeados con base en las condiciones estándar *STC* de radiación solar a 1000 W/m^2 , una masa de aire estándar *AM* 1,5 y una temperatura de 25°C . En la figura 3.7 se pueden apreciar los principales parámetros eléctricos de un panel fotovoltaico.

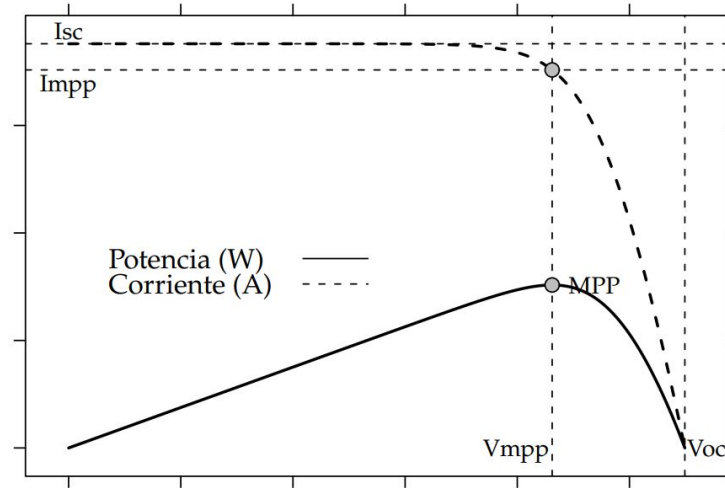


Figura 3.7: Ejemplo de curvas corriente-tensión (línea discontinua) y potencia-tensión (línea continua) de un panel fotovoltaico [23].

donde [20]:

- **Potencia máxima (P_{MPP}):** Es la máxima potencia generada por el módulo fotovoltaico en un instante dado.
- **Tensión en el punto de máxima transferencia de potencia (V_{MPP}):** Es el valor de la tensión máxima alcanzada en el P_{MPP} .
- **Corriente en el punto de máxima transferencia de potencia (I_{MPP}):** Es el valor de la corriente máxima alcanzada en el P_{MPP} .
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** Tensión máxima en bornes del módulo fotovoltaico cuando su corriente es igual a cero.
- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Corriente máxima que circula por el módulo fotovoltaico cuando su tensión es igual a cero.
- **Factor de forma (FF):** Es la relación entre el P_{MPP} y el producto de V_{oc} e I_{sc} . Se expresa en porcentaje y denota la calidad del SFV . Por lo general, un valor bajo está asociado con la existencia de pérdidas de eficiencia en el dispositivo⁴.

⁴<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/modulo-fotovoltaico-parametros-fundamentales/>

- **Eficiencia (n):** Se expresa mediante un porcentaje y es la relación entre la potencia eléctrica generada y la potencia incidente de la radiación solar sobre el panel.

Estructuras de soporte Los *SFV* On-Grid sin acumulación se presentan generalmente en el ámbito residencial ubicándose en zonas de instalación tales como casas, edificios o el suelo; por tal motivo es conveniente conocer el tipo de soporte correspondiente a cada escenario [21]:

- **Cubiertas a dos aguas:** Ideales para instalación sobre el techo de las casas convencionales, pueden presentarse en disposición vertical u horizontal de los módulos fotovoltaicos.
- **Cubiertas planas:** Instalables sobre los techos de las casas convencionales, presentan un ángulo de inclinación que puede ser fijo o ajustable manualmente dependiendo del fabricante.
- **Fachadas:** Se presentan en edificios y pueden ser sobrepuestas o integrarse como parte de la arquitectura del inmueble. En algunos casos existen paneles solares traslúcidos que reemplazan los ventanales de los edificios.
- **Huertas Solares:** Se instalan sobre el suelo en terrenos planos ideales para la generación, donde no existan árboles o edificaciones que puedan obstaculizar la incidencia de la luz.

3.4.2. Inversores CC - CA On-Grid

Debido a que la energía producida por los paneles fotovoltaicos se presenta bajo tensión continua, se requiere de un dispositivo capaz de acondicionarla para su correcto acoplamiento con la red eléctrica, dicho dispositivo recibe el nombre de Inversor (*CC – CA*) On-Grid. Este componente convierte la energía generada de continua a alterna cumpliendo con determinadas condiciones de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia, entre otros; funcionando como una fuente de corriente autoconmutada y sincronizada con la red [23]. Sin embargo, este inversor sólo actúa bajo los parámetros de la red eléctrica tomando sus valores de frecuencia y tensión de la misma; por tal motivo, este dispositivo viene diseñado de tal forma que al dejar de percibir energía de la red de distribución, apagará al *SFV* para evitar problemas técnicos bajo una operación como Isla. Existen tres tipos de inversores:

- **Inversor central:** Consiste en un único inversor dedicado a todo el *SFV*. Tienen aplicación en instalaciones de medio o gran tamaño ofreciendo una alta fiabilidad y facilidad de instalación [22].

- **Inversor orientado a rama:** También llamado *String-Inverter*, es un inversor dedicado a una rama del *SFV* y requiere menores costos de mantenimiento que el anterior debido a su pequeño tamaño y economía de fabricación [22]. Se presenta en instalaciones de integración arquitectónica por su versatilidad para adaptarse a diferentes condiciones de funcionamiento con orientadores e inclinaciones diversas [23], en esta categoría es posible mencionar a los Microinversores, que presentan mayores valores de eficiencia y de costo para el *SFV*.
- **Módulo-AC:** Inversor dedicado a un panel del *SFV*. Se recomienda evitar su uso en cualquier caso exceptuando pequeños *SFV* demostrativos [23].

Principio de funcionamiento El esquema de funcionamiento de un inversor consiste en las siguientes etapas (ver figura 3.8):

- **Filtro de entrada:** Atenúa el rizado que produce la conmutación en la corriente de entrada [23].
- **Convertidor ($CC - CC$):** Acondiciona la tensión recibida por los paneles fotovoltaicos elevando o reduciendo su valor para su respectiva entrada al puente de conmutación. Puede realizar las funciones de búsqueda del punto de máxima potencia [23].
- **Puente inversor:** Cumple la función de generar los pulsos a una frecuencia similar a la de la red eléctrica donde será conectado para convertirla de continua a alterna [17].
- **Filtro de salida:** Elimina o atenúa los armónicos no deseados.
- **Transformador:** Eleva la tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte CC y CA [23].
- **Control:** Monitorea los valores de entrada y salida en el Convertidor y el puente inversor con el fin de establecer el punto máximo de potencia *MPP* del *SFV* con un bajo contenido en armónicos a la salida del Inversor [23].

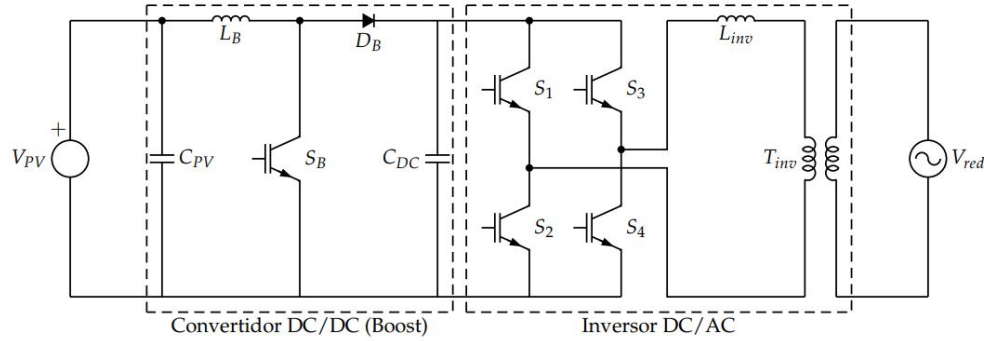


Figura 3.8: Esquema de un inversor monofásico con topología VSI. La figura muestra la etapa de conversión, inversión y un transformador de baja frecuencia a la salida[23].

Los inversores cuentan con una pérdida de potencia implícita en el proceso de conversión, esta pérdida se puede establecer por medio de la relación de la potencia de salida con respecto a la potencia de entrada, esta pérdida es debida el efecto Joule y de magnetización [24].

Parámetros eléctricos A la hora de escoger un Inversor para la aplicación que se requiera, se deben tener en cuenta los siguientes valores [25]:

- **Potencia nominal:** Se define como la máxima potencia que puede convertir el inversor. Para el caso de Inversores On-Grid, este valor viene dado por la Potencia Pico Instalada del Arreglo Fotovoltaico.
- **Eficiencia:** Relación entre la máxima potencia de salida y la máxima potencia de entrada del inversor.
- **Temperatura de operación:** Temperatura para la cual el inversor opera con sus valores nominales.
- **Tensión nominal de entrada CC:** Es la tensión nominal en el flujo de corriente continua para un funcionamiento idóneo del inversor.
- **Tensión nominal de salida CA:** Es la tensión nominal en el flujo de corriente alterna entregada por el inversor.
- **Frecuencia:** Es el valor de frecuencia de las ondas obtenidas por el inversor.
- **Fases:** Número de fases del inversor, el cual puede ser monofásico o trifásico dependiendo de la aplicación.

3.4.3. Medidores Bidireccionales

En Colombia, los medidores convencionales son de caracter unidireccional y están establecidos para medir el consumo de la energía de los usuarios finales. Sin embargo, la integración de los *AGPE* y los *GD* en la red de energía, ha provocado la implementación de nuevas tecnologías que permitan adaptarse al dinamismo del flujo de potencia; los Medidores Bidireccionales (también llamados Medidores Inteligentes), surgen como una solución a dicho dinamismo. Estos medidores (ver figura 3.9) son dispositivos eléctricos que registran el consumo de energía eléctrica entre otros parámetros, y permiten la medición de energía exportada e importada (en ambas direcciones). También aporta información sobre los parámetros de tensión, corriente, potencia activa y reactiva o factor de potencia e implica la implementación de una variedad de software y técnicas, dependiendo de las características que la situación exija, además sus parámetros deben estar certificados y calibrados respecto a los requisitos del *OR*[26]. Cada *OR* tiene establecida una programación para la toma de datos del medidor bidireccional, la cual se hará en intervalos de tiempo según se considere, además la descarga de los datos puede ser mediante comunicación inalámbrica o por medio de un lector óptico dispuesto en la mayor parte de los dispositivos. Por último, se debe considerar lo dispuesto en la Resolución *CREG* 038 de 2014 (Código de Medida) para especificar la Clase y demás parámetros del medidor.



Figura 3.9: Esquema de un medidor bidireccional [21].

Los Medidores Bidireccionales presentan una revolución en la forma como el usuario puede interactuar y decidir sobre su consumo de energía al ofrecer entornos interactivos con el *OR* que ayudan a implementar políticas como la fijación de precios en el tiempo, la reducción de la carga máxima, la previsión de carga, la formulación de facturación, la gestión de interrupciones o la confiabilidad del suministro [27].

3.4.4. Protecciones

Como en cualquier arreglo que involucre a la electricidad, en los *SFV* existen situaciones riesgosas latentes que pueden desencadenar en daños o perjuicios de los equipos y las personas. Por tal motivo, es necesario conocer dichas posibilidades de accidente en ambos casos para definir los diferentes dispositivos de protección aplicados a un *SFV* [23].

Riesgos de las personas: El flujo de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano produce efectos variables que dependen de su intensidad, del tiempo de duración, tensión de contacto y la resistencia expuesta. Dichos efectos se materializan a partir de los 10 *mA* donde se producen calambres, al pasar los 500 *mA* se produce la fibrilación muscular entre otros efectos desastrosos que dependerán de la trayectoria que siga la corriente (implicación de órganos vitales); estos efectos varían en función de la edad, el sexo, el estado físico, la fatiga o el miedo [23]. Los *SFV* no son ajenos a estas circunstancias, razón por la cual es necesario tener en cuenta estos riesgos a la hora de configurar las protecciones de la instalación.

Riesgos de los equipos: La variación del clima trae consigo un fenómeno conocido como Tormenta Eléctrica, el cual consiste en la creación de carga electrostática en las nubes por las fuertes corrientes de aire que atomizan las partículas de agua y hielo en cargas positivas y negativas; dichas cargas se concentran entre sí creando un campo eléctrico al interior del núcleo tormentoso que al alcanzar la ruptura del aire produce las descargas eléctricas hacia la superficie terrestre; estas descargas comienzan al interior de la nube con un trazador descendente que al situarse cerca a la tierra (entre 10 a 100 metros), generan trazadores ascendentes aleatorios buscando la unión de la descarga eléctrica. Los trazadores ascendentes dependen de los elementos dispuestos sobre el terreno como edificios, sistemas de apantallamiento, pararrayos, árboles y entre otros, los *SFV*. Por tal motivo se requiere de protecciones que contrarresten la sobretensión inducida producto de las descargas eléctricas [23].

Protección del *SFV*: Teniendo en cuenta lo anterior y además, que en los *SFV* se presentan señales de tensión/corriente continua y alterna, es necesario dividir las protecciones en dos vertientes:

- **Protecciones en CC** Se presentan dos tipos de fallas a considerar:

Cortocircuito: Punto de trabajo inofensivo para los paneles fotovoltaicos pero que puede ocasionar daños en el inversor, son ocasionados por eventuales pérdidas de aislamiento en cables. Como dispositivo de protección se suele usar fusibles en cada polo garantizando la conducción separada del positivo y del negativo [23].

Sobretensión: La entrada de los inversores está protegida mediante Varistores, el rango de la tensión de operación está definido por la tensión en el *MPP* y el valor V_{oc} de los paneles fotovoltaicos. Existen cajas de protecciones instalables a la salida de los paneles fotovoltaicos que incluyen un conjunto de fusibles de rama para ambos polos y tres varistores para conectar el polo positivo con tierra, el polo negativo con tierra y una interconexión entre ambos polos [23].

En baja tensión se permite la coordinación de protecciones contra sobrecorrientes con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC60974-2 Anexo A [28].

- **Protecciones en CA** Se presentan tres situaciones a considerar:

Cortocircuitos y Sobrecargas: Es necesario incluir un interruptor general manual de carácter termomagnético omnipolar ubicado en el cuadro de contadores del *SFV* para uso exclusivo del *OR*, con el fin de poder realizar la desconexión manual para labores de mantenimiento en la red de energía. En orden jerárquico descendente se debe instalar un segundo interruptor termomagnético de menor corriente nominal que actuará como protección principal de la instalación CA salvo en casos de cortocircuitos con un alto grado de importancia provenientes aguas arriba de la red eléctrica donde actuará el primer interruptor mencionado. Por último, en instalaciones con más de un inversor se recomienda la integración de interruptores termomagnéticos de menor corriente con el fin de dar cierta independencia a las líneas de cada inversor. Para todos los casos, se sugieren interruptores termomagnéticos tipo C, que son utilizados cuando no existen corrientes de arranque de consumo elevadas [23].

Fallos a tierra: En este caso, se instalará un interruptor diferencial de sensibilidad adecuada en la parte de corriente alterna con una corriente superior a la de los interruptores termomagnéticos, este deberá situarse lo mas cerca posible al punto de conexión con la red eléctrica [23].

Puesta a tierra: Esta debe realizarse de tal forma que no altere la puesta a tierra en la infraestructura del *OR* [23].

3.4.5. Cableado y conexionado

Cableado: El Cableado en *SFV's* se escoge con base en dos criterios ligados a su resistencia: la temperatura y la caída de tensión. Los cálculos de la sección necesaria respecto a

la caída de tensión son diferentes dependiendo del tipo de corriente transportada (continua, monofásica o trifásica) estableciendo una corriente nominal equivalente a I_{MPP} [23]. En el caso de tramos de corriente continua, la sección se puede calcular mediante la ecuación 3.1 y en tramos monofásicos mediante la ecuación 3.2, así:

$$S_{cc} = \frac{2 \cdot L_{cc} \cdot I_{cc}}{\gamma_{\theta} \cdot \Delta V_{cc}} \quad (3.1)$$

$$S_{1ca} = \frac{2 \cdot L_{1ca} \cdot I_{1ca}}{\gamma_{\theta} \cdot \Delta V_{1ca}} \quad (3.2)$$

donde:

- S_{cc} y S_{1ca} : Sección de los conductores de CC y CA en mm^2 .
- γ_{θ} : Conductividad del conductor a una temperatura de operación determinada en $m/\Omega \cdot mm^2$.
- I_{cc} e I_{1ca} : Corriente nominal equivalente a I_{MPP} .
- L_{cc} y L_{1ca} : Longitud de los conductores de CC y CA en m .
- ΔV_{cc} e ΔV_{1ca} : Caída de tensión existente entre la entrada y la salida del circuito de corriente continua y alterna en V .

Sin embargo en Colombia, el cálculo de estos elementos se hace según lo dispuesto en la Norma Técnica Colombiana NTC 2050, sección 690 y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

Conexionado: Es prudente mencionar la importancia de los conectores en los *SFV*, ya que estos elementos generan puntos de temperatura debido al cambio de materiales entre los terminales de los paneles fotovoltaicos y el cableado, estos puntos térmicos pueden disminuir la eficiencia del *SFV* por lo que se debe prestar especial atención a los mismos. Entre los tipos de conectores dispuestos en corriente continua se presentan los modelos MC4 y MC3 [21] los cuales se muestran en la figura 3.10.



Figura 3.10: a) Conector tipo MC4 b) Conector tipo MC3.

3.5. Azimut y elevación solar en la ciudad de Pereira

Geometría solar Como se mencionó anteriormente, un panel solar recibe la mayor cantidad de radiación cuando ésta impacta sobre su superficie de forma perpendicular, lamentablemente no es posible cumplir esta condición en la mayor parte de los casos ya que se obtienen diversos comportamientos de la trayectoria del sol a lo largo del año por los movimientos de traslación y rotación que presenta el planeta, tanto por la naturaleza elíptica de su órbita como por su eje de rotación, el cual es distinto al geográfico (figura 3.11).

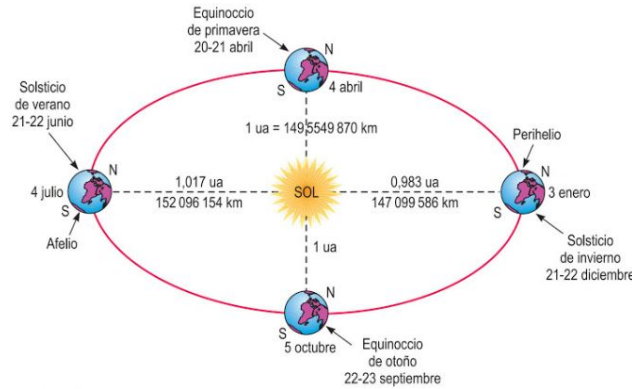


Figura 3.11: Órbita descrita por la Tierra en su movimiento alrededor del Sol [29].

Sin embargo, se puede optimizar la eficiencia de un panel por medio de algoritmos de control que permitan cambiar su posición dependiendo de la trayectoria del sol, esto con el fin de poder operar en el punto de máxima transferencia de potencia (*MPP*); a esta tecnología se le conoce como *Seguidor Solar* o *MPP Traker* [20]. También es posible hacer uso de paneles solares estáticos con el fin de economizar costos de instalación, pero en este caso será necesario calcular los valores de azimut e inclinación del panel a partir de los valores de azimut y elevación del sol los cuales se aprecian en la figura 3.12⁵, estos ángulos se definen así [17]:

Elevación del Sol: Ángulo medido entre el plano horizontal y el sol, puede tomar valores entre 0° a 90° siendo este último, el Cenit.

Azimut solar: Es el ángulo medido sobre el plano horizontal a partir del Norte hasta la proyección horizontal del sol en sentido horario, puede tomar valores entre 0° a 360° (en este caso el Sur queda situado a 180° , el Oeste a 90° y el Este a 270°).

⁵<https://www.photopills.com/es/articulos/entendiendo-el-azimut-la-elevacion>

Inclinación del Panel: Ángulo medido entre el plano horizontal y el panel solar. Este valor puede ser fijo o variable, dependiendo de la tecnología de posicionamiento del panel.

Azimut del panel: Es el ángulo medido sobre el plano horizontal a partir del Norte hasta la proyección horizontal del sol en sentido horario, puede tomar valores entre 0° a 360° (en este caso el Sur queda situado a 180° , el Oeste a 90° y el Este 270°).

Nota: El azimut se mide a partir de un meridiano de referencia, lo más usual es medir el azimut desde el Norte (sea verdadero, magnético o arbitrario), pero a veces se usa el Sur como referencia⁶.

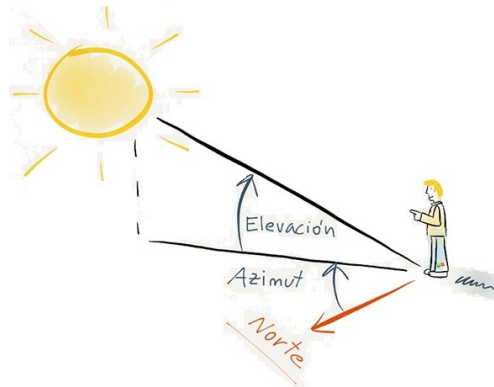


Figura 3.12: Ángulos que definen la posición del sol.

Respecto a la ciudad de Pereira, es necesario conocer su ubicación geográfica en términos de latitud y longitud, ya que con base en ella es posible determinar el azimut y la inclinación del panel. Consultando la ubicación en Google Maps⁷ se obtienen los siguientes valores:

Latitud: $4,814278^\circ$

Longitud: $-75,694558^\circ$

Nota: La Latitud (en grados "°") hace referencia al ángulo respecto a la línea del ecuador con valores positivos en sentido Norte y la Longitud (en grados "°") hace referencia al ángulo respecto al meridiano de Greenwich con valores positivos en sentido Este.

⁶<https://doblevia.wordpress.com/2007/03/19/rumbo-y-azimut/>

⁷<https://www.google.com.co/maps/>

Comportamiento mensual del sol en Pereira Con base en las coordenadas geográficas es posible determinar las curvas del comportamiento del Sol en la ciudad para los diferentes meses del año, para ello se utilizó la plataforma virtual de la Universidad de Oregon⁸, donde a partir de las coordenadas y el huso horario (que para el caso de Colombia es de $UTC - 5$) se puede determinar la trayectoria del sol (en color azul) respecto a la hora del día (en color rojo), en un plano de Azimut Solar (eje horizontal donde el Norte es el punto de origen y va aumentando en sentido antihorario) contra Elevación Solar (eje vertical donde el plano horizontal de la tierra es el punto de origen); las curvas correspondientes a Pereira pueden ser consultadas en el Apéndice A.

En la figura A.1 se puede apreciar que para el mes de Enero, la radiación solar comienza a un azimut aproximado de 111° respecto al Norte después de las 6 *a.m.*, finaliza a un azimut cercano a los 249° minutos antes de las 6 *p.m.* con una elevación solar máxima cercana a los 64° al mediodía. Haciendo el mismo análisis para el comportamiento del sol en el resto de los meses del año, se concluye que el mes con mayor elevación solar pico es Septiembre (87°) mientras que el mes con menor elevación solar pico es Diciembre (63°); también es posible concluir que para todos los meses la elevación solar máxima se establece al mediodía.

Azimut e Inclinación del Panel FV Debido a la geometría solar, se sabe que para todas las coordenadas geográficas dispuestas por encima de la línea del ecuador (hemisferio boreal) la trayectoria del sol tiende a inclinarse hacia el Sur, razón por la cual para paneles solares estáticos, el Azimut del Panel Solar se define en el punto de máxima elevación solar (el cual ocurre al mediodía) que para el caso de Pereira corresponde a un ángulo de 180° , este valor equivale al sentido Sur. Por el contrario, en el hemisferio Austral el azimut tendrá un valor de 0° que equivale al sentido Norte. En teoría se dice que se debe usar el valor de la latitud para definir la inclinación del panel, pero en un punto muy cercano al ecuador (por ejemplo pasto que tiene $1,21^\circ$ de latitud) se observa que en la práctica no es muy recomendable dejar un módulo con tan poca inclinación ya que estaría prácticamente horizontal y acumularía mucha suciedad por el polvo u objetos que podrían caer sobre este y no se deslizarían debido a la poca inclinación, por lo tanto en Colombia se mantiene una inclinación mínima de 10 grados para garantizar una escorrentía natural del agua lluvia. Calculando el promedio de la elevación solar pico del total de meses según la información de las figuras A.1 y A.2, se determina un Ángulo de Elevación Solar promedio anual igual a 75° aproximadamente, con base en este valor se establece un Ángulo de Inclinación del Panel Solar de 15° para Pereira.

⁸<http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

Capítulo 4

Radiación solar en Pereira

4.1. Radiación solar

La radiación solar consta de energía producida por reacciones nucleares al interior del Sol, esta energía es transmitida en forma de ondas electromagnéticas por todo el espacio circundante. La energía solar que llega en un instante de tiempo se conoce como *Irradiancia* y tiene unidades de W/m^2 , pero si se suma toda la irradiancia que incide sobre una misma área (ya sean paneles fotovoltaicos) en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes o año) se obtiene la energía solar en Wh/m^2 que se conoce como *Irradiación*. Para calcular la producción energética de un sistema fotovoltaico es necesario conocer la radiación solar de la zona donde será instalado. Se estima que el planeta obtiene una irradiancia promedio de $1367 W/m^2$ (constante solar) variando en función de la distancia del sol por la naturaleza elíptica de la órbita de la tierra o por posibles irregularidades en la superficie del sol y cambios temporales de su luminosidad [18]. Sin embargo, existen otros factores que alteran la potencia de la radiación, tales como las condiciones atmosféricas, la ubicación y el terreno; es por ello que la radiación se divide en tres tipos [17]:

- **Radiación Directa:** Es la radiación que no tiene cambios en su dirección desde el sol hasta la superficie terrestre
- **Radiación Difusa:** Radiación que es dispersada por partículas y moléculas del aire debido a las características físicas y químicas de la atmósfera (nubosidad o bruma).
- **Radiación de Albedo:** Es la radiación reflejada por el suelo.

La radiación total que un sistema de generación de energía eléctrica como el fotovoltaico

puede aprovechar es la sumatoria de la radiación directa, la radiación difusa y la radiación de albedo tal y como se muestra en la ecuación 4.1:

$$\sum R_{DIR} + \sum R_{DIF} + \sum R_{ALB} = R_{TOT} \quad (4.1)$$

donde:

R_{DIR} : Radiación Directa.

R_{DIF} : Radiación Difusa.

R_{ALB} : Radiación de Albedo.

R_{TOT} : Radiación total.

En un día despejado la radiación directa es significativamente mayor a la radiación difusa, pero en un día nublado la radiación directa es prácticamente nula [17]. Debido a lo anterior, la energía solar es considerada como una fuente semialeatoria que no garantiza una inyección continua de potencia y por lo tanto, para asegurar las condiciones adecuadas de confiabilidad y calidad, es necesario realizar ciertas adecuaciones en el sistema de generación, las cuales serán descritas en el capítulo 3.

En el año de 1992, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras (*HIMAT*) y el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (*INEA*) realizaron el primer Atlas de radiación solar de Colombia, tomando series anuales entre los años de 1980 a 1990, instaurando niveles de irradiación promedio anual diaria [18], a raíz de estas incursiones fue posible estimar que en Colombia existe un amplio potencial energético solar en casi todo su territorio, con un promedio diario multianual próximo a $4,5 \text{ kWh/m}^2$ donde destaca la península de La Guajira con un valor promedio de 6 kWh/m^2 que son ideales para la generación de energía [5]. Las entidades gubernamentales encargadas del planeamiento energético y de la mediación de variables ambientales son la Unidad de Planeación Minero Energética (*UPME*) y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (*IDEAM*).

Cantidad de radiación solar Al medir la radiación total (ecuación 4.1), se puede conocer la cantidad de energía obtenida por el sol, además esta cantidad fluctúa alrededor de mil (1000) vatios pico por metro cuadrado, la cual puede variar según las condiciones climáticas (nubosidad o precipitaciones), como se muestra en la tabla 4.1:

Tabla 4.1: Cantidad de radiación solar, según las condiciones climáticas.

Tipo de cielo	Radiación solar en W/m^2
Constantemente nublado	Menos de 300
Nubosidad media	Entre 300 y 400
Nubosidad mínima	Entre 400 y 500
Cielo despejado	500 en adelante

El promedio de nubosidad en Pereira es relativamente constante a lo largo del año contando con un periodo despejado de 3,3 meses entre el 8 de Junio y el 17 de Septiembre siendo el 26 de Julio el día más despejado del año con un 23 % de cielo despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado y un 77 % con un cielo nublado o mayormente nublado; los 8,7 meses restantes, comprenden el periodo del año con mayor nubosidad siendo el 23 de Octubre el día más nublado del año con un 92 % de cielo nublado o mayormente nublado y un 8 % con un cielo despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado¹. En la figura 4.1 se muestran los perfiles de nubosidad en Pereira para un periodo de un año:

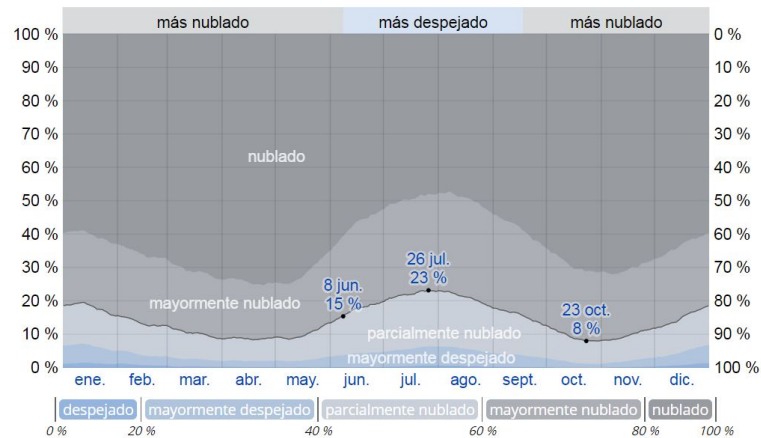


Figura 4.1: Porcentaje de tiempo pasado en cada banda de cobertura de nubes, categorizado según el porcentaje del cielo cubierto de nubes.

Un día mojado es un día con por lo menos 1 milímetro (mm) de líquido o precipitación equivalente a líquido. La probabilidad de días mojados en Pereira varía durante el año,

¹<https://es.weatherspark.com>

contando con una precipitación media anual de $2258,2 \text{ mm}$ de lluvia según datos históricos del IDEAM² siendo Noviembre ($271,3 \text{ mm}$), el mes con la precipitación más alta y Febrero (121 mm), el mes más seco (con la precipitación más baja) tal y como se ve en la figura 4.2:

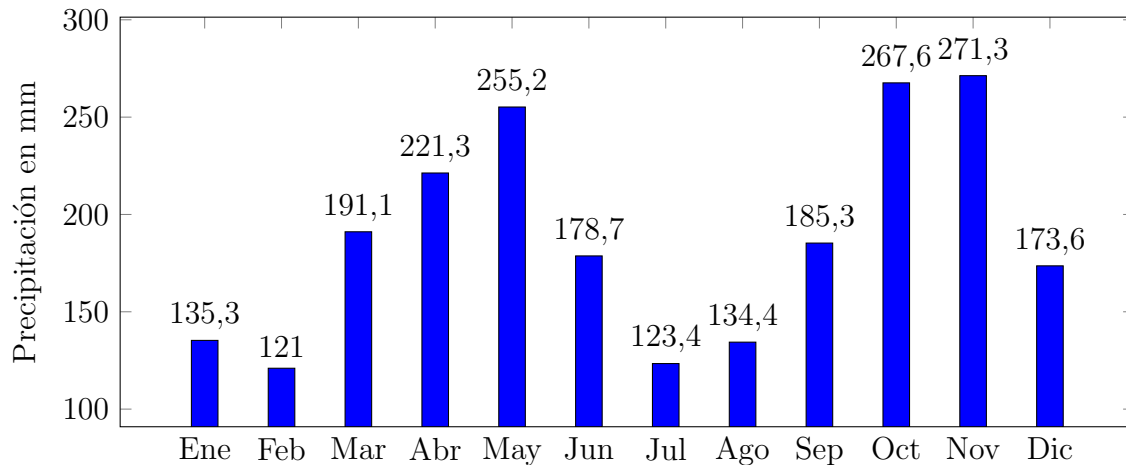


Figura 4.2: Precipitación media Pereira, Colombia.

Si se comparan dichos datos con los de otras ciudades se puede evidenciar que la capital cafetera se encuentra cerca al promedio anual de precipitaciones en el país ($2002,8 \text{ mm}$)³ por lo que, sumado a su baja variabilidad de nubosidad logra posicionarse como una opción confiable para la generación de electricidad por medio de sistemas fotovoltaicos.

Fuentes de información En el mundo existen diversas fuentes de información de radiación solar, entre las que destaca la *Surface Meteorology and Solar Energy* de la NASA que es una plataforma gratuita utilizada como fuente para dimensionar proyectos, aportando información de radiación solar medida a través de satélites, sin embargo su paquete de datos es muy inexacto por comprender áreas geográficas enormes [30]; El IDEAM cuenta con una plataforma web de uso libre llamada *Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia*, que contiene un conjunto de mapas donde es posible consultar datos promedio de radiación solar anual y mensual dispuestos en tablas mediante convenciones de colores. Existen plataformas que ofrecen datos más exactos y actualizados y por lo tanto es necesario

²<https://www.weather-col.com/es/colombia/pereira-clima>

³<https://www.datos.gov.co/Ambiente-y-Desarrollo-Sostenible/Promedios-Precipitaci-n-y-Temperatura-media-Promed/nsxu-h2dh>

adquirir membresías para su utilización debido a su alto prestigio, entre ellas están *VAISALA* (*A Global leader In Environmental and Industrial Measurement*) y *SOLARGIS* (*Accurate and Efficient Solar Energy Assessment*), las cuales adquieren su base de datos por medio de información satelital [30].

4.2. Valores de irradiación en la ciudad de Pereira

A continuación se presentan las gráficas de radiación solar promedio mensuales y anuales de la ciudad de Pereira con base en los datos horarios de la serie histórica de radiación solar que hasta el momento se tienen validados y ajustados por la constante de calibración en Wh/m^2 de la estación Aeropuerto Matecaña (la cual cuenta con un Piranómetro *CMP11 ADOLF THIES GMBH & Co. KG.*), que fueron suministrados por el *IDEAM*. Es prudente mencionar que dicha estación es Sinóptica Principal (*SP*), por lo que permite observar cada hora variables meteorológicas como la nubosidad, dirección y velocidad del viento, presión atmosférica, temperatura del aire, tipo y altura de las nubes, visibilidad, fenómenos especiales, humedad, precipitación y temperaturas extremas [31].

4.2.1. Promedios de radiación solar horaria

Mensuales: En el Apéndice B se encuentran condensados los datos de radiación promedio registrados para un periodo de un año entre el 1 de Octubre del año 2017 al 30 de Septiembre del año 2018. Cabe aclarar que en la franja horaria que comprende las 20 : 00 a las 05 : 00, los valores de radiación son en su mayoría iguales a cero, presentándose ciertas excepciones donde el valor registrado es atribuido a la ocurrencia de luna llena y bombillos principalmente, por lo que estos datos serán despreciados.

Anuales: Los datos de radiación presentados en las gráficas B.1 a B.12 permiten determinar el valor medio anual de radiación, obteniendo la gráfica 4.3 donde el valor pico de irradiación media horaria anual es de $703,8372 Wh/m^2$ que se presenta a las 12 : 00 y además, la franja horaria de mayor generación está comprendida entre las 09 : 00 a las 14 : 00. Cabe denotar la importancia de conocer la hora con mayor irradiación, puesto que este dato será crucial a la hora de definir los valores de Azimut de un posible panel solar de un sistema fotovoltaico. Recordando las curvas de comportamiento del sol dispuestas en las figuras A.1 y A.2, es posible encontrar una concordancia gráfica respecto a este valor numérico.

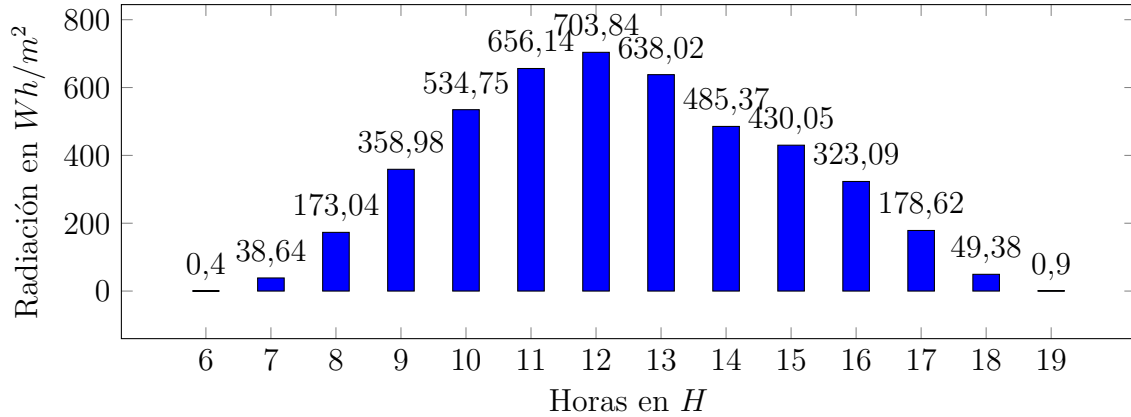


Figura 4.3: Radiación media horaria anual Pereira, Colombia.

4.2.2. Análisis de los promedios mensuales de radiación solar horaria por día

Pereira De las gráficas B.1 a B.12, se puede concluir que los valores promedio de radiación solar por día se mantienen relativamente constantes en un rango de $4,03 \text{ kWh/m}^2$ a $4,57 \text{ kWh/m}^2$ con la excepción de los meses de Febrero, Marzo, Agosto y Septiembre; donde estos valores superan los $4,8 \text{ kWh/m}^2$ tal y como se muestra en la gráfica 4.4.

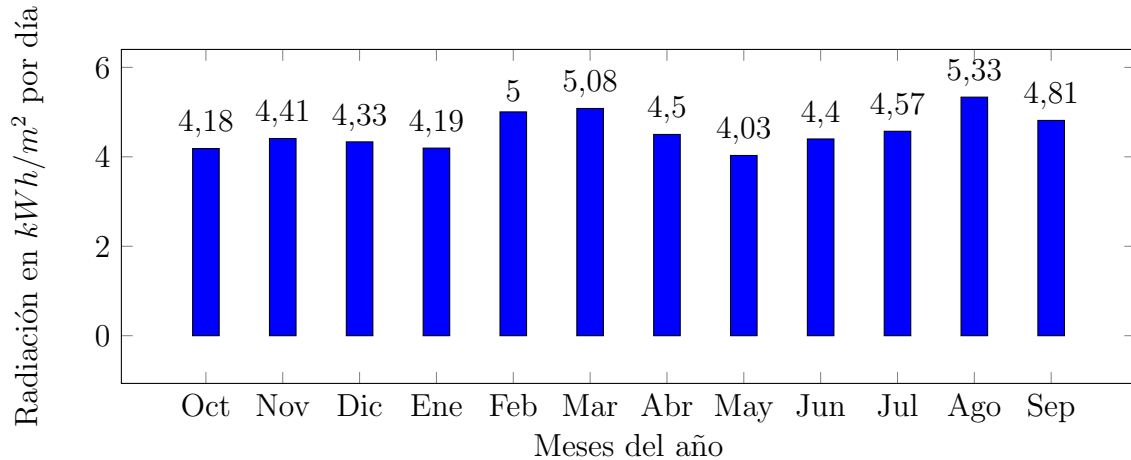


Figura 4.4: Radiación promedio mensual por día Pereira, Colombia.

Sin embargo, estos datos superan al valor promedio de radiación solar anual por día en Alemania que es de 3 kWh/m^2 (país potencia mundial en generación fotovoltaica) y al promedio mundial de $3,9 \text{ kWh/m}^2$ [6], por lo cual el recurso solar de la ciudad es completamente apto para desarrollar una generación de energía eléctrica sostenible.

Colombia Según los datos horarios de la serie histórica de radiación global horizontal que se tienen registrados hasta la fecha por el *IDEAM*, el cual reúne información de entidades como *CAR*, *CENICAFE*, *CENICAÑA*, *FEDEARROZ*, *IPSE* y *SUTRON*; Colombia presenta promedios de radiación diaria relativamente constantes a lo largo del año como se aprecia en la gráfica 4.5, además Colombia cuenta con un valor promedio de radiación solar anual por día igual a $4,392 \text{ kWh/m}^2$.

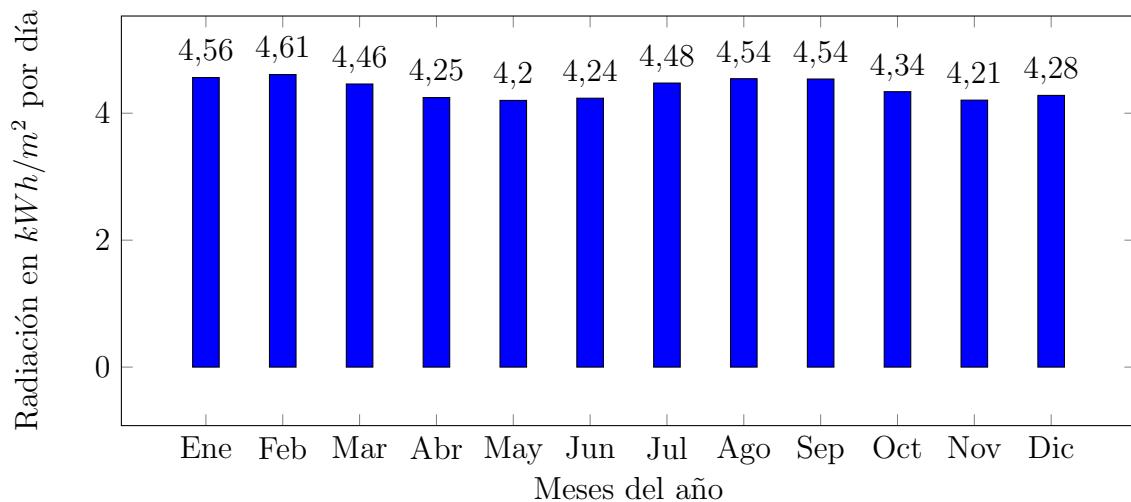


Figura 4.5: Radiación promedio mensual por día en Colombia.

Al efectuar una sumatoria de los datos de radiación media horaria anual de Pereira (gráfica 4.3) o un promedio de los datos de radiación solar mensual por día de Pereira (gráfica 4.4), se obtiene un valor promedio de radiación solar anual por día igual a $4,571 \text{ kWh/m}^2$ el cual es muy cercano al valor promedio diario multianual de Colombia mencionado anteriormente.

La Guajira Este departamento se destaca por sus altos niveles de radiación solar a lo largo del año, los cuales comprenden valores desde $3,872 \text{ kWh/m}^2$ hasta los $6,627 \text{ kWh/m}^2$, con un valor promedio de radiación solar anual por día igual a $5,232 \text{ kWh/m}^2$ según los datos

horarios de la serie histórica de radiación global horizontal que se tienen registrados hasta la fecha por el *IDEAM* los cuales se encuentran representados mes a mes en la gráfica 4.6.

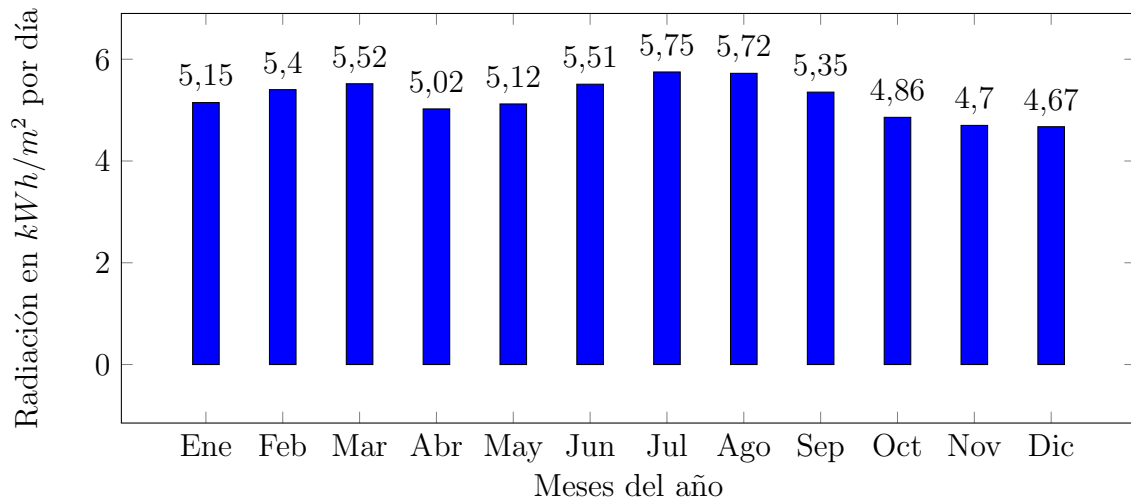


Figura 4.6: Radiación promedio mensual por día La Guajira, Colombia.

A pesar de ser el territorio con mayor irradiación del país, el valor promedio de radiación diaria al año que alcanza La Guajira no está tan alejado respecto al de Pereira y al promedio nacional. Esta similitud sitúa a la ciudad de Pereira como una zona estandar de radiación altamente aprovechable, pues en conjunto con su comportamiento climático semiconstante (nubosidad y precipitaciones) es posible implementar modelos de generación alternativa como el fotovoltaico, enriqueciendo la matriz energética local que a día de hoy es muy pobre y dependiente de la generación eléctrica del resto del país.

Capítulo 5

VE's y sus almacenadores de energía

Los Vehículos Eléctricos $VE's$ surgen como una novedosa solución a la emisión de GEI que es proporcionada en gran medida por la industria del transporte [10], mientras que un motor de combustión interna ICE aprovecha solo el 30 % del combustible (el resto se pierde en emisiones de GEI y en pérdidas por calor) un motor eléctrico ME ofrece una eficiencia superior al 80 %, relación conocida desde el siglo XIX [32]; por lo tanto, se prevé que este sector dependerá cada vez más de la electricidad y de la infraestructura necesaria para su almacenamiento y distribución [14]. Con la aparición de esta tecnología se han desarrollado diferentes trabajos investigativos como el caso de los vehículos eléctricos híbridos enchufables $PHEV$ que combinan ME con los motores ICE , pronosticando resultados satisfactorios al integrar sus baterías con el abastecimiento continuo de los hogares y de la red de energía (V_2G) en conjunto con $FN CER$ como los $SFV's$ [33]. Sin embargo, se estima que la integración de los $VE's$ traerá impactos negativos considerables en la demanda energética del país, pues aunque estos no emiten GEI , la recarga de sus almacenadores de energía tendrá que ser suplida en gran medida por fuentes convencionales de generación como las termoeléctricas que en efecto emiten GEI a la atmósfera. Por tal motivo, se requiere de políticas gubernamentales que impulsen la integración de los $VE's$ con recarga de sus almacenadores de energía a partir de sistemas de generación de carácter renovable como lo son los $SFV's$.

5.1. Vehículos Eléctricos VE's

5.1.1. Historia de los VE's

Los primeros pasos de los $VE's$ se logran con la invención de Alessandro Volta en el siglo *XVIII* al almacenar energía eléctrica en Italia. En 1821, Michael Faraday demuestra el principio del ME y en 1831 la inducción electromagnética, teorías que llevarían posteriormente a la creación del VE impulsado por celdas primarias no recargables a cargo de Robert Anderson y finalmente a la construcción del primer VE alimentado por baterías alcalinas de Níquel por Thomas Edison en 1889 [32]. Desafortunadamente, los avances se vieron menguados principalmente por la carencia energética de las baterías, estableciéndose como un factor limitante en su desarrollo y volcando los esfuerzos científicos hacia la industria del automóvil ICE [32].

La revolución investigativa de los $VE's$ es retomada a partir de los años 70's con [34] donde se estudian los requerimientos eléctricos de los $VE's$ y su impacto sobre la red de energía, pero solo hasta 1990 la creciente conciencia por el medio ambiente obliga a una acción colectiva de las entidades publicas dando origen al mandato de Vehículo de Cero Emisiones ZEV . Sin embargo, la presión de la industria petrolera y de los fabricantes de vehículos ICE provocaría el abandono parcial de esta política dejando tras de si a unos cuantos grupos investigativos y empresas independientes como Tesla que, sumando esfuerzos lograron alternativas reales en el campo ME , estableciendo finalmente un panorama prometedor [32].

A continuación, se describen cronológicamente los eventos más relevantes respecto a los $VE's$ [10]:

- | | | |
|-------------|---|--|
| 1800 | : | Alessandro Volta logra almacenar energía eléctrica en Italia. |
| 1821 a 1831 | : | Michael Faraday demuestra el principio del motor eléctrico y la inducción electromagnética. |
| 1832 a 1839 | : | Robert Anderson inventa el Vehículo Eléctrico impulsado por celdas primarias no recargables. |
| 1900 | : | De 4192 carros producidos en Estados Unidos, más de un cuarto son impulsados por energía eléctrica. |
| 1901 | : | Thomas Edison patenta las baterías recargables hechas de Niquel-Zinc y Niquel-Hierro. |
| 1920 a 1930 | : | La mayor parte de los $VE's$ desaparecen de las carreteras de U.S, siendo reemplazados por decenas de millones de vehículos con motor de combustión interna. |

- 1959 : Allis-halmers instala una celda de combustible en un tractor eléctrico por primera vez.
- 1964 : General Motors prueba Electrovan, un concepto de batería eléctrica y después implementa sobre el mismo, celdas de combustible.
- 1966 : El consulado de electricidad británico despliega el Enfield 8000, una batería experimental para *VE's* implementada con ácido de plomo.
- 1982 : Stanford R. Ovshinsky desarrolla la batería de Níquel metal hidruro (NiMH) y funda OvonicBattery Co.
- 1990 : General Motors expone el Impact, un concepto de vehículo 100 % eléctrico y se implementa la ley de vehículo de cero emisiones de California (*ZEV*).
- 1994 : Daimler-Benz revela el NECAR 1, vehículo eléctrico con celda de combustible de hidrógeno.
- 1996 : General Motors introduce el EV-1, un vehículo puramente eléctrico para rentar en California y Arizona.
- 1997 : Toyota saca al mercado el Prius, un vehículo híbrido con una batería de NiMH y un motor a gasolina.
- 2000 : General Motors recoge sus EV-1 destruyendo la mayoría.
- 2003 : Silicon Valley Engineers, Martin Eberhard and Marc Tarpenning fundan Tesla Motors para producir baterías eléctricas de alta gama.
- 2006 : Tesla lanza su Roadster, con un costo base de USD \$98000 equipado con un banco de baterías de litio y óxido de cobalto reutilizado.
- 2008 : BYD Auto Co lanza el F3DM, el primer PHEV comercial en el mundo.
- 2010 : Chevrolet lanza Volt, un *PHEV* equipado con un banco de baterías de Litio y óxido de Manganeseo de LG Chem.
- 2012 : Tesla saca al mercado su Modelo S Luxury, equipado con un banco de baterías con celdas de Aluminio Níquel y Cobalto producidas por Panasonic.
- 2014 : Tesla establece su primera infraestructura llamada Gigafactory 1 en Nevada, donde producirá baterías de Ión de Litio con Panasonic.
- 2015 : Tesla lanza el Modelo X, y la mayor parte de empresas automotrices compran créditos de *ZEV* a Tesla por USD \$51 millones.
- 2017 : Tesla lanza al mercado el Modelo 3 con baterías de Iones de Litio.
- 2019 : Tesla establece un Modelo 3 base por USD \$35000.

Actualmente se siguen desarrollando los almacenadores de energía, puesto a que este elemento es el talón de Aquiles de la tecnología de los *VE's*.

5.1.2. Clasificación de los VE's

Se describe a un *VE* como todo medio de transporte que base su funcionamiento en torno al *ME*, actualmente los *VE's* se catalogan en cinco tipos principales [35]:

1. **Vehículo Eléctrico Puro *BEV*:** Funciona únicamente por la energía eléctrica que suministra su batería, la cual es recargable a partir de una fuente externa *SDEE*. Actualmente cuentan con tecnologías de almacenamiento que llegan a los 530km de autonomía (Tesla Model 3 Performance¹) Para el año 2019 se esperan modelos de distintas marcas con capacidades de batería que superen los 100kWh.
2. **Vehículo Eléctrico Híbrido *HEV*:** Posee un motor *ICE* y un *ME*, la batería es recargada con la ayuda del *ICE* y de un sistema de frenado regenerativo. En marcha, alterna el uso de sus motores dependiendo de la velocidad de movimiento, otorgando funcionalidades al *ME* hasta los 65km/h y activando el *ICE* al superar dicha velocidad. Este equipo no presenta opciones para recargar su batería con una conexión a la red de energía eléctrica por lo que limita su autonomía a periodos con distancias cortas y bajas velocidades.
3. **Vehículo Eléctrico Híbrido Enchufable *PHEV*:** Cuenta con el mismo proceso de funcionamiento que el *HEV*, pero adicionalmente trae incorporado un sistema de recarga de la batería con conexión a la red eléctrica. Bajo este agregado, la batería sufre un aumento considerable en su capacidad, su autonomía es equiparable a los vehículos con *ICE* convencionales.
4. **Vehículo con celdas de combustible *FCV*:** El *ME* es alimentado por medio de celdas de combustible que generan electricidad. Dichas celdas utilizan oxígeno del aire e hidrógeno para la generación de energía, el hidrógeno puede ser reabastecido manualmente. Sin embargo el rendimiento de este tipo de vehículos es bajo en comparación con la tecnología *BEV*.
5. **Vehículo conectado a la red *GCV*:** Son vehículos destinados generalmente al uso del transporte público debido a su condición de dependencia con la red de energía eléctrica para funcionar (ausencia de almacenadores de energía). Adicionalmente, los *CGV's* brindan mayores eficiencias que los *BEV's* entregando una relación de 100km de recorrido por cada 81km de un *BEV*.

¹<https://www.efemotor.com/tesla-model-3-performance/>

5.1.3. Vehículo Eléctrico Puro BEV

Esta tecnología cuenta exclusivamente con un *ME*, la energía eléctrica es almacenada en una batería dentro del vehículo, esta alimenta al *ME* quien transforma esta energía a energía cinética para dar lugar al movimiento del automotor. Debido a que su única fuente de propulsión es la energía eléctrica, la autonomía del *BEV* pasa a limitarse directamente por la capacidad de almacenamiento que posea su batería; esta es la razón por la cual, los primeros *BEV's* dispuestos en el mercado poseen dimensiones pequeñas y están destinados al uso interno de las ciudades, con capacidad para recorrer distancias entre 60 *km* y 160 *km* diarios [36]. Sin embargo, gracias al constante desarrollo de compañías como Tesla, ha sido posible traspasar abismalmente este umbral con *BEV's* como el *Tesla Model 3 Performance*, el cual ofrece autonomías de hasta 530 *km*. Entre los diferentes desarrollos, se expone la implementación de avanzados controladores de motores de inducción y de motores de imanes permanentes para optimizar la propulsión eléctrica; respecto al almacenamiento, se han desarrollado baterías de Níquel-Metal Hidruro (*NiMH*) y de Ión-Litio (*Li-ion*) para aumentar la capacidad de carga; la constante optimización en carrocerías livianas con materiales rígidos y de bajo peso, aumento en el factor de aerodinamismo para reducir el roce del aire y del pavimento (en el caso de las llantas), sistemas de recarga rápida de las baterías, entre otros [37]. En la figura 5.1 se aprecia de forma resumida, los componentes principales del *BEV* [36]:

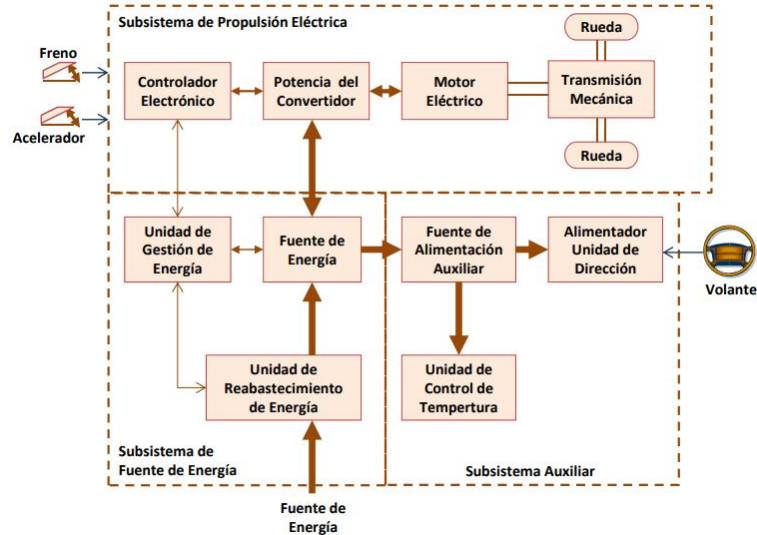


Figura 5.1: Componentes principales del *BEV*.

Incentivos y Beneficios: En Colombia se desarrolló el *Proyecto de Ley 230 de 2016* que tiene como objeto promover la movilidad sostenible a través de incentivos y beneficios para los propietarios y conductores de vehículos de propulsión alternativa tales como los *VE's*. Entre los distintos incentivos para los *VE's* se tiene²:

- Descuentos al Impuesto de rodamiento dependiendo de la emisión de cada tipo de vehículo.
- Descuentos en la Revisión técnico-mecánica en virtud de la poca emisión de *GEI* de los *VE's*.
- Descuentos en los Impuestos y beneficios tributarios para compradores de *VE's* y sus equipamientos.
- Tratamiento especial en Parquímetros, parqueo y circulación en vías de acceso restringido con el fin de entregar mercancías o transportar pasajeros.
- Levantamiento del Pico y Placa para todos los *VE's* que transiten en municipios donde rija dicha medida.
- Descuentos o reducciones mínimas al cobro por servicio de semaforización.

Respecto a los beneficios por uso de *VE's* se presenta [37]:

- Reducción considerable en el costo por mantenimiento de dispositivos internos debido a la ausencia de estos.
- Cero emisión de *GEI*.
- Reducción del ruido.
- La eficiencia del *ME* se aproxima al 90 % mientras que un motor *ICE* arroja eficiencias alrededor del 40 % debido a las limitaciones termodinámicas.

²<http://consejosuperiordeltransporte.org/wp-content/uploads/2016/07/PROYECTO-DE-LEY-230-DE-2016-C%C3%81MARA.pdf>

BEV en el mercado Colombiano: Pese a la variedad de *VE's* existentes en el mercado para el uso residencial, existe una tendencia de predilección por el *BEV*, ya que esta tecnología presenta mayor autonomía, no genera emisiones *GEI* y cuenta con menores costos de consumo energético, tanto por las políticas medioambientales de incentivo monetario como por su eficiencia energética. A continuación, se presentan los modelos de *BEV* más vendidos en Colombia:

Tabla 5.1: Vehículos Eléctricos Puros *BEV* más vendidos en Colombia.

Modelo	Año	Energía [kWh]	Batería	Autonomía [km]	Precio [\$]
BMW i3	2017	33	Li-ion	250	165.000.000
BYD e5	2016	47,5	LFP	300	110.000.000
BYD e6	2016	82	LFP	400	150.000.000
BYD t3	2017	48	LFP	250	150.000.000
Hyundai Ioniq Eléctrico	2018	28	Li-ion	250	90.000.000
Kia Soul EV	2016	27	Li-ion	250	130.000.000
Mitsubishi iMiEV	2012	16	Li-ion	160	90.000.000
Renault Twizy	2017	8	Li-ion	80	40.000.000
Nissan Leaf	2016	24	Li-ion	175	110.000.000
Renault Kangoo Z.E.	2017	24	Li-ion	170	85.000.000
Renault Zoe Life	2018	41	Li-ion	300	100.000.000

Los modelos presentados en la tabla 5.1 presentan un panorama relativamente costoso frente a los *BEV* en el país, pero se estima que los precios se reduzcan significativamente en la próxima década con el continuo desarrollo de las baterías. No obstante, se aprecia la relativa economía que presenta el modelo *Renault Twizy* de 2 plazas y el modelo *Hyundai Ioniq Eléctrico* de 5 plazas ideal para el uso familiar. A finales del año 2018 se importó el primer *Tesla Model X P100D* en la ciudad de Bogotá con una capacidad de 100 kWh, una autonomía de 465km y un precio en el orden de los \$610.000.000 según la revista virtual *El Carro Colombiano*³, además se pudo establecer que varias firmas comercializadoras de vehículos de lujo en Medellín ya se encuentran atendiendo pedidos de esta marca, lo cual demuestra el alto impacto de la tecnología *BEV* en el mundo.

³<https://www.elcarrocolombiano.com/noticias/llego-el-primer-tesla-a-colombia-es-una-suv-model-x-y-esto-pudo-haber-costado/>

5.1.4. Infraestructura de recarga para VE

Una de las mayores limitaciones que se tienen actualmente en el entorno vehicular alternativo de carácter eléctrico además del alto costo de sus baterías, son los medios dispuestos a lo largo de la región para garantizar la asistencia de su recarga eléctrica, que traduce en la construcción de Electrolineras y Estaciones de Recarga; además, en la mayor parte del mundo no se cuenta con corredores de movilidad eléctrica necesarios para suplir esta demanda. Respecto a Colombia, un alto porcentaje de las zonas residenciales en sus grandes ciudades se concentra en edificios y debido a la actual Ley de Propiedad Horizontal, un potencial comprador de *VE's* se puede encontrar legalmente impedido para instalar un punto de suministro en su sitio de parqueo, ya que este forma parte de parqueaderos comunes o garajes colectivos, por lo que sería necesario conseguir un permiso unánime de todos los vecinos de su comunidad y de la administración [37], estas dos situaciones generan un enorme obstáculo para aumentar la compra de los *VE's* en el país.

En el caso de Pereira, la *Empresa de Energía de Pereira EEP* cuenta con una marca llamada *MEEP*, donde además de comerciar e impulsar el uso de *VE's*, se está implementando un corredor de movilidad eléctrica en centros comerciales, universidades y parqueaderos públicos que pretende promover el uso de los Motociclos en la ciudad, esta propuesta puede ser apreciada en la figura 5.2⁴:



Figura 5.2: Corredor de movilidad eléctrica *MEEP* en Pereira.

⁴<http://www.eep.com.co/noticias/711-pereira-sera-la-ciudad-insignia-en-movilidad-electrica>

5.2. Baterías como elementos almacenadores de energía

La primera percepción al hablar sobre *VE's* está en centrar al *ME* como el eje central de toda su estructura, puesto que al igual que en los vehículos convencionales con *ICE*, es el elemento encargado de generar la energía cinética responsable del movimiento; pero la realidad dista mucho de este pensamiento. Según nos demuestra la historia, el gran obstáculo que han presentado los *VE's* desde sus inicios ha sido la limitación de sus almacenadores de energía, que llevaron al abandono de esta tecnología y beneficiaron al automovil *ICE* como vehículo principal en el mundo [32].

Por tal motivo, las baterías se presentan como el componente fundamental de los *VE's*, ya que parámetros como la autonomía, velocidad máxima, tiempo de recarga y costo, dependerán en primera instancia de la tecnología de fabricación de este dispositivo. Así entonces, la meta principal del desarrollo tecnológico gira en torno a la optimización de los almacenadores, aspecto clave en la masificación del transporte alternativo [36].

5.2.1. Principio de funcionamiento

La batería en los *VE's* es el equivalente al deposito de combustible de un vehículo *ICE* y es el elemento encargado de acumular la cantidad de energía eléctrica necesaria para poner en marcha al *ME* durante un determinado periodo de tiempo. A grandes rasgos, la batería funciona gracias a la producción de electrones a partir de reacciones químicas controladas, dicha interacción tiene lugar dentro de una celda que contiene electrolitos y permite la transferencia de los electrones desde el electrodo con polo negativo (cátodo) al electrodo con polo positivo (ánodo) en un proceso químico llamado electrólisis dando lugar al flujo de la corriente eléctrica; la electrólisis causa distintos efectos dependiendo del material del electrolito y los electrodos arrojando como factor principal el desgaste paulatino de la celda. Estas celdas se conectan entre si en un arreglo serie/paralelo dependiendo de los niveles de tensión y corriente deseados, a dicho conjunto se le conoce como batería (ver figura 5.3⁵). La batería de los *VE's* es recargable, esto significa una exposición constante a ciclos de carga y descarga, estos ciclos deben procurar mantenerse dentro de unos porcentajes específicos de la capacidad de la batería para extender su vida útil, la cantidad de ciclos depende de la tecnología de construcción del almacenador.

⁵<https://www.actualidadmotor.com/bateria-del-coche-electrico/>

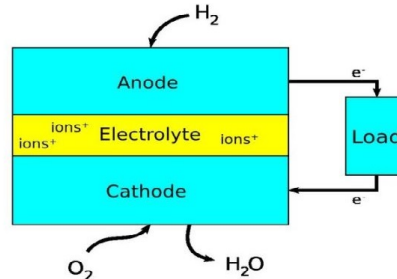


Figura 5.3: Esquema de funcionamiento de una batería.

5.2.2. Parámetros de la batería

Las baterías cuentan con distintas prestaciones en la industria, esto es posible gracias a la enorme variedad de tecnologías para su fabricación. Por tal motivo, se deben conocer los principales parámetros de cada una para determinar el modo de aplicación; estos parámetros se describen a continuación:

- **Tensión:** Es el valor resultante del arreglo en serie de las celdas que componen la batería, la tensión de cada celda viene determinada por el tipo de tecnología de la misma [10].
- **Capacidad de carga:** Es la carga que puede almacenar la batería y se mide en Ah , en caso de contar con una batería de $10 Ah$ se puede determinar una descarga de energía con una intensidad de $1 A$ durante un periodo de 10 horas. Sin embargo, la intensidad de descarga se controla electrónicamente con el fin de evitar daños internos que acorten su vida útil [10].
- **Energía almacenada:** Uno de los parámetros más importantes en los $VE's$, determina la cantidad de energía que puede suministrar una batería, depende de la capacidad y de la tensión y se mide en Wh . Este parámetro define la autonomía del VE [10].
- **Energía específica:** Relación que mide la energía almacenada por unidad de peso Wh/kg , permite determinar el peso de la batería en el VE [38].
- **Densidad específica:** Relación que mide la energía almacenada por unidad de volumen Wh/l , permite determinar el espacio que ocupará la batería en el VE [38].
- **Estado de carga SOC:** Indica el porcentaje actual de la carga de la batería respecto a su capacidad nominal [38].

- **Profundidad de descarga DOD :** Relación entre la capacidad entregada por una batería durante su descarga y la capacidad nominal de la misma [38].
- **Vida útil:** Periodo de tiempo que la batería puede mantener sus prestaciones por encima de unos límites aceptables de capacidad de carga, este parámetro va ligado a la ciclabilidad de la batería [38].
- **Ciclabilidad:** Es el número total de ciclos que puede alcanzar una batería entre carga y descarga de su energía manteniendo unas condiciones óptimas de capacidad de carga.
- **Eficacia:** Es la fracción de energía eléctrica que entrega la batería en su ciclo de descarga en proporción a la energía necesaria para el ciclo previo de carga, se mide de forma porcentual siendo el 100 % el mayor valor de rendimiento, aunque en la práctica esto no se ve debido a las pérdidas ocasionadas por la electrólisis [38].
- **Costo:** Se mide en $\$/kWh$ y representa el costo de la batería por unidad de energía almacenada. Este parámetro es esencial para realizar análisis financieros [38].

5.2.3. Tipos de tecnología

Las baterías recargables presentan una variabilidad tecnológica que data desde hace más de 150 años, pero respecto a los $VE's$ se presentan los siguientes tipos:

- **Batería de Plomo Ácido:** Son las más comunes y antiguas con más de 150 años de desarrollo, poseen una energía específica muy pobre haciendo que se vuelvan muy pesadas a una mayor capacidad energética demandada, presentan una tensión de 2 V en bornes de cada celda. Pese a ello, tienen el menor costo de fabricación en el mercado y una moderada ciclabilidad de 400 a 800 ciclos por lo que no cuentan con una vida útil efectiva [10][36].
- **Batería de Níquel-Cadmio Ni-Cd:** A pesar de contar con una ciclabilidad mayor a la *batería de Plomo-Ácido*, se encuentra en desuso debido a su efecto memoria y a la toxicidad del Cadmio, presenta valores de energía específica entre los 50 Wh/kg y los 80 Wh/kg y entrega una tensión por celda de 1,2 V [32].
- **Batería de Níquel-Hidruro Metálico Ni-MH:** Se considera como la evolución de la *batería Ni-Cd* al sustituir el electrodo de Cadmio por una aleación metálica capaz de insertar hidrógeno electroquímicamente, presenta valores de energía específica entre los 60 Wh/kg y los 120 Wh/kg y entrega una tensión por celda de 1,25 V, esta tecnología

se comercializa desde el año 1989 y tiene un costo cuatro veces superior a la *Batería de Plomo Ácido* y es ampliamente usada en los *HEV's* [36][32].

- **Batería de iones de Litio Li-ion:** Es la tecnología predominante en el mercado de los *VE's* y los equipos electrónicos portátiles, desarrollada desde los años 80 presentan una energía específica superior a las anteriores, entre los 100 Wh/kg y los 265 Wh/kg y entrega una tensión por celda de $3,6\text{ V}$, el efecto memoria en esta tecnología es reducido y presentan una mayor ciclabilidad otorgando una vida útil de hasta 10 años, además pueden ser recicladas para dar origen a una nueva batería. La gran debilidad de esta tecnología radica en su alto costo de fabricación y sensibilidad a la temperatura [36].
- **Batería de litio ferrofosfato LFP:** Es una variante de la batería Li-ion con un cátodo de fosfato de hierro, a pesar de contar con energías específicas menores a la original, presentan mayor durabilidad, mayor potencia y son más seguras, factores determinantes a la hora de su implementación en los *VE's*.
- **Batería de Electrolito Sólido:** Tecnología en desarrollo prevista para el año 2020, funciona bajo el principio de mayor densidad en electrolitos sólidos que en líquidos permitiendo mayor capacidad de almacenaje que una batería Li-ion minimizando la aparición de dendritas, además genera menor temperatura permitiendo una mayor resistencia a la degradación⁶.
- **Batería de Grafeno:** Se encuentra en la fase de investigación y según los primeros prototipos tiene una densidad energética que es cinco veces mayor a la batería Li-ion y por si fuera poco, una batería basada en esta tecnología podría cargar 100 kWh en menos de 10 minutos. Sin embargo, los precios de este material compuesto por carbono puro oscilan los USD \$300 por gramo actualmente, por lo que será necesario esperar a una normalización del costo⁷.

5.2.4. Costo de la batería

La batería es el elemento más costoso de un *VE*, razón por la cual su desarrollo representa un factor crucial para permitir que los *VE's* logren alcanzar un estado competitivo frente a los vehículos *ICE* y catapultar dicha tecnología al mercado global. Según un artículo publicado por el sitio web *CleanTechnica* en Junio de 2018⁸, se sabe que actualmente la relación de

⁶<https://www.actualidadmotor.com/bateria-del-coche-electrico/>

⁷<https://www.actualidadmotor.com/bateria-del-coche-electrico/>

⁸<https://cleantechnica.com/2018/06/09/100-kwh-tesla-battery-cells-this-year-100-kwh-tesla-battery-packs-in-2020/>

costo de fabricación por kWh para las celdas en el caso de Tesla se encuentran en alrededor de USD $\$100/kWh$ y se espera una relación de USD $\$100/kWh$ para el año 2020 en el caso de los paquetes de baterías, Tesla se caracteriza por tener el mayor volumen de producción y el menor costo de baterías de Iones de Litio en el mundo generando una reducción de costos del 15 % por año aproximadamente. En la figura 5.4 se observa el historial de la relación $\$/kWh$ de los paquetes de baterías desde el año 2010, donde se aprecia una reducción proyectada del 90 % del costo por kWh pasando de USD $\$1000$ a USD $\$100$ en el transcurso de una década. Adicionalmente se observa a Tesla entre 4 y 5 años por delante del costo promedio de la industria por kWh , se estima entonces que Tesla traspasará los costos por paquete de USD $\$90/kWh$ en 2021 y USD $\$60/kWh$ en 2023. Estos datos proporcionan un futuro inmediato de competencia equilibrada transicional entre los vehículos *ICE* y los *VE's* que dará paso al principio del fin de la industria automotriz a base de petróleo.

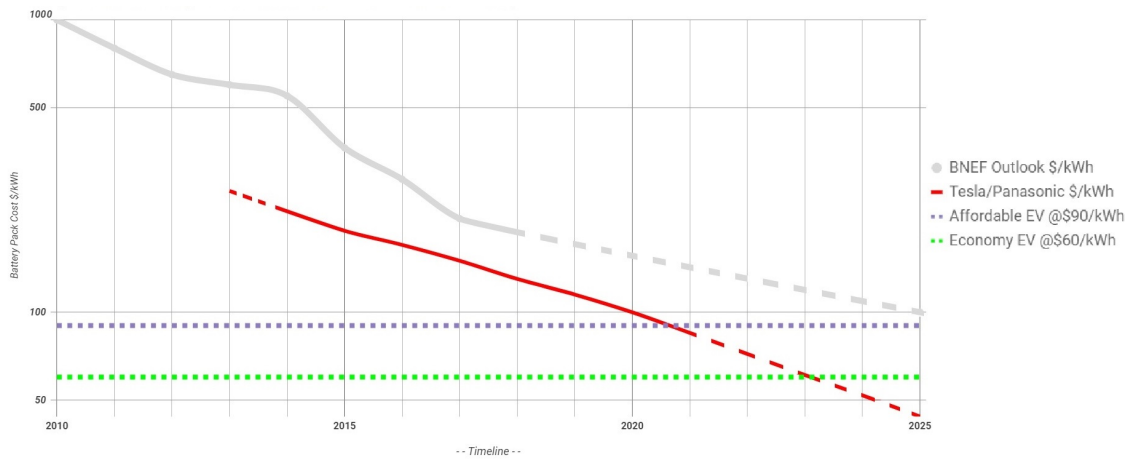


Figura 5.4: Curva de costo por kWh para paquetes de baterías en la Industria.

Consumo promedio diario de energía del BEV: Al momento de determinar el consumo diario de un *BEV*, se debe establecer el kilometraje promedio del mismo dentro del área de interés, que para este caso es el Área Metropolitana de Pereira. Una forma aproximada para dar con este valor consiste en observar la relación de autonomía de un vehículo en específico y la energía almacenada que puede albergar su batería, estos datos serán suficientes para estimar el consumo promedio del *BEV* para un kilometraje diario generalizado.

Capítulo 6

Modelo fotovoltaico orientado a los VE's

6.1. Método técnico para el dimensionamiento de SFV's On-Grid sin acumulación de energía

Al momento de diseñar un *SFV* de cualquier índole, será necesario cumplir con una serie de pasos previos. Estos pasos determinarán la capacidad de la instalación y los parámetros de sus diferentes elementos internos, entre otros. Para el caso del diseño de un *SFV* On-Grid sin acumulación de energía, se debe proceder de la siguiente manera:

1. **Solicitud de disponibilidad en la red:** En cumplimiento de la Resolución *CREG* 030 de 2018 y de lo mencionado en el Capítulo 2, será necesario contactar al *OR* mediante un formulario de solicitud de conexión simplificada para verificar las condiciones de integración (ecuaciones 2.1 y 2.2), conexión y medición del *AGPE* (en este caso, el *SFV* On-Grid sin acumulación de energía). Una vez el *OR* emita concepto sobre la viabilidad técnica, el usuario dispondrá de 6 meses para efectuar la conexión del *SFV* a la red.
2. **Análisis de la radiación solar:** En este paso se calcula el valor de Hora de Sol Pico *HSP* necesario para determinar la potencia diaria generada por el *SFV*, dicho cálculo se hace mediante la ecuación 6.1. Se debe establecer previamente la irradiación promedio diaria crítica $R_{min,d}$ del sitio de instalación, además se tendrá en cuenta la radiación solar en condiciones estándar *STC* que es igual a 1000 W/m^2 . El valor de $R_{min,d}$ se obtiene haciendo un estudio de radiación que debe contener datos suficientes

(preferiblemente de un año) dentro del territorio de interés e identificando generalmente el valor más crítico. Para el caso de *SFV's* On-Grid, el valor de $R_{min,d}$ puede asumirse como el promedio de los datos suministrados, los cuales pueden obtenerse de las fuentes citadas en la Sección 4.1.

$$HSP = \frac{R_{min,d}}{1000 \frac{W}{m^2}} \quad (6.1)$$

donde:

- HSP : Horas de Sol Pico en h .
 $R_{min,d}$: Irradiación promedio diaria crítica en Wh/m^2 .

3. **Determinación de la necesidad de energía:** En este punto se debe calcular el valor de la energía que será suplido por el *SFV* diariamente, bien sea por la demanda de una vivienda o en el caso específico de este trabajo, la demanda diaria de combustible de un *BEV*, tal y como se explica en la Subsección 5.2.4. El valor de la demanda energética D_E multiplicado por el Factor de Corrección FC determinará la necesidad de energía que debe generar el *SFV* diariamente, así:

$$\varepsilon_{SFV} \approx D_E \cdot FC \quad (6.2)$$

donde:

- ε_{SFV} : Necesidad de energía del *SFV* en kWh/d .
 D_E : Demanda de energía en kWh/d .
 FC : Factor de Corrección.

La D_E puede categorizarse de la siguiente forma:

Demanda de Energía Doméstica D_{ED} : Representa toda la energía requerida para el funcionamiento de la residencia y existen dos métodos para determinar su valor, con un cuadro de cargas o con un análisis de consumo energético tarifario. El cuadro de cargas consiste en el desarrollo de una tabla donde se tienen presentes los diferentes dispositivos electrónicos y electrodomésticos que consumen energía dentro del hogar, para ello se debe especificar su cantidad, potencia y tiempo de uso en horas durante el día, al multiplicar estos tres factores y totalizarlos se obtiene la energía total consumida diariamente. El análisis de consumo energético tarifario es un método más simple, consiste en realizar un seguimiento de los consumos del hogar mediante las facturas de energía preferiblemente para un periodo de un año,

luego se determina su promedio y finalmente se divide por 30 días, dando como resultado la energía total consumida diariamente.

Demanda de Energía Vehicular D_{EV} : Representa toda la energía necesaria para recargar un *BEV* cada día, este valor depende de la capacidad de la batería y la eficiencia de conversión de sus elementos internos, entre otros. Sin embargo, para simplificar un poco la estimación de la D_{EV} , se puede establecer un kilometraje promedio del vehículo en la ciudad y con base en su capacidad y en su autonomía, determinar el valor de energía correspondiente a dicho promedio para cada día.

En un escenario donde se tengan en cuenta los dos tipos de demanda de energía, D_E se determinará con la ecuación 6.3, así:

$$D_E = D_{ED} + D_{EV} \quad (6.3)$$

4. **Estimación de pérdidas y Factor de Corrección FC:** Se deben calcular las pérdidas en los distintos componentes del sistema (eficiencia de cada dispositivo), que deben ser analizados previamente y de forma genérica. Las pérdidas en la realidad incluyen factores como la temperatura ambiente y de funcionamiento, dispersión de parámetros entre los módulos que componen el generador, efecto Joule en los cables, factor de sombras, entre otros [23]; sin embargo en *SFV's*, estas pérdidas pueden ser descritas y subsanadas mediante los siguientes factores de corrección:

- **Factor de Variación de Cargas FVC:** Representa la variación de horas de las cargas que se pueden integrar a la demanda del sistema y varía entre un 10 % a un 30 % respecto a la demanda total.
- **Factor de Pérdidas Eléctricas FPE:** Este factor reúne las pérdidas óhmicas, por efecto Joule, mismatch y caídas de tensión en la parte de CC y puede variar entre un 3 % a un 5 %.
- **Factor de Pérdidas en Inversor FPI:** Porcentaje que representa la eficiencia del Inversor, la cual puede estar comprendida entre el 90 % al 95 %. Por lo tanto, el *FPI* varía entre un 4 % a un 10 %.
- **Porcentaje del Ahorro Energético PAE:** Se define este factor como el porcentaje de energía demandada que será suplido por el *SFV*, este valor depende del usuario del sistema y oscila desde el 1 % hasta el 100 %. En casos donde se desee cubrir por completo la demanda y entregar excedentes a la red, este valor será superior al 100 %.

Estos factores se pueden integrar a la ecuación 6.2 mediante el FC , de la siguiente forma:

$$FC = (1 + FVC + FPE + FPI) \cdot PAE \quad (6.4)$$

5. Determinación de la geometría solar para el posicionamiento de los paneles:

En este punto se debe determinar la ubicación geográfica (latitud y longitud) del sitio donde se realizará la instalación del SFV , con el fin de determinar el comportamiento del sol para esta zona y los respectivos ángulos de azimut e inclinación del panel, tal y como se explica en la Sección 3.5.

6. Cálculo del arreglo de paneles fotovoltaicos y selección del modelo: Teniendo en cuenta lo anterior, se debe escoger un panel fotovoltaico con la tecnología, la potencia y las dimensiones más adecuadas para el sitio de instalación, se debe calcular la potencia teórica pico del SFV (ecuación 6.5), el número de paneles a instalar (ecuación 6.6), la potencia real pico del SFV (ecuación 6.7) y la conexión serie/paralelo necesaria para cumplir las condiciones operativas de tensión y potencia. En el caso de SFV 's On-Grid sin acumulación de energía, la conexión serie de los PFV 's puede estimarse con las características de tensión de entrada del Inversor, una vez cumplida esta tensión se dispondrán los demás PFV 's en paralelo, conservando la misma cantidad de estos en cada ramal (conexión serie). Se debe procurar la menor cantidad de paneles en conexión paralelo para evitar aumentos en la corriente del SFV , ya que este valor incrementará el calibre de los conductores y la capacidad de las protecciones, además el número de paneles debe ser definido por un valor entero inmediatamente superior al calculado teóricamente (función techo).

$$Pt_{SFV} = \frac{\varepsilon_{SFV}}{HSP} \quad (6.5)$$

$$[N_{PFV}] = \frac{Pt_{SFV}}{P_{PFV}} \quad (6.6)$$

$$P_{SFV} = P_{PFV} \cdot [N_{PFV}] \quad (6.7)$$

donde:

- Pt_{SFV} : Potencia teórica pico del SFV en kWp .
- ε_{SFV} : Energía del SFV en kWh .
- HSP : Horas de Sol Pico en h .
- P_{PFV} : Potencia pico de cada panel fotovoltaico en kWp .
- N_{PFV} : Número total de paneles fotovoltaicos PFV .
- P_{SFV} : Potencia real pico del SFV en kWp .

Selección del modelo del Panel: Es necesario buscar las fichas técnicas de los diferentes modelos de paneles existentes en el mercado, ya que se presentan variaciones (dependiendo de los fabricantes) entre los parámetros como el área, V_{MPP} e I_{MPP} que son relevantes para determinar factores como el área efectiva de instalación, la conexión serie/paralelo del arreglo y la tensión en sus bornes. Se recomienda priorizar la selección del modelo del inversor, ya que es el elemento más costoso del *SFV*, y con base en su rango de tensión de operación escoger el panel.

Área efectiva de instalación del arreglo: En este punto es necesario saber si el lugar de la instalación cuenta con suficiente área efectiva para realizar el montaje del arreglo. Teniendo en cuenta el número de paneles, el Área por panel y un factor adicional de área del 20 %; se puede estimar dicho valor, así:

$$A_I = A_{PFV} \cdot [N_{PFV}] \cdot (1 + FAA) \quad (6.8)$$

donde:

- A_I : Área efectiva de instalación del arreglo en m^2 .
- A_{PFV} : Área del *PFV* en m^2 .
- N_{PFV} : Número total de paneles fotovoltaicos *PFV*.
- FAA : Factor adicional de área.

En la práctica se debe tener en cuenta el peso de los paneles y de la estructura de soporte para garantizar esfuerzos mecánicos tolerables por el tejado.

7. **Cálculo del Inversor y selección del modelo:** Este elemento se determina con base en la Potencia real pico instalada del arreglo fotovoltaico (que conforma la sumatoria de la potencia nominal de todos sus módulos), por consiguiente la Potencia Nominal del Inversor se puede calcular con la ecuación 6.9. Es prudente señalar que el inversor debe trabajar a plena carga o cerca a este valor con el fin de no afectar su eficiencia de funcionamiento [17], razón por la cual se recomienda una potencia del inversor menor a la potencia del arreglo. Como se menciona en el paso 6, la tensión y corriente nominales en la parte de CC del inversor están ligadas con la tensión y corriente en bornes del arreglo fotovoltaico (ecuaciones 6.10 a 6.12) y la conexión de salida CA será establecida con respecto a los valores instantáneos de tensión, frecuencia y tipo de conexión de la red eléctrica en el lugar de la implementación (ecuación 6.13). Se recomienda una franja de tensión de operación amplia en la parte de CC, para evitar que en las primeras y últimas horas de irradiación, el *SFV* no opere por falta de tensión en bornes del arreglo, también se debe procurar que I_{MPP} no supere a la corriente nominal del Inversor.

$$P_{INV} \leq P_{SFV} \quad (6.9)$$

$$V_{icc_{MIN}} < V_{MPP} < V_{icc_{MAX}} \quad (6.10)$$

$$V_{oc} < V_{max_{INV}} \quad (6.11)$$

$$I_{sc} < I_{max_{INV}} \quad (6.12)$$

$$Cca_{INV} = Cca_{RED} \quad (6.13)$$

donde:

- P_{INV} : Potencia Nominal del Inversor en kWp .
- P_{SFV} : Potencia real pico del SFV en kWp .
- $V_{icc_{MIN}}$: Tensión CC mínima de operación del inversor en V .
- V_{MPP} : Tensión máxima de operación alcanzada en el PFV en V .
- $V_{icc_{MAX}}$: Tensión CC máxima de operación del inversor en V .
- $V_{max_{INV}}$: Tensión CC máxima admitida por el inversor en V .
- V_{oc} : Tensión máxima en bornes del módulo fotovoltaico cuando su corriente es igual a cero en V .
- I_{sc} : Corriente máxima que circula por el módulo fotovoltaico cuando su
- $I_{max_{INV}}$: Corriente CC máxima admitida por el inversor en A .
tensión es igual a cero en A .
- Cca_{INV} : Conexión CA del Inversor.
- Cca_{RED} : Conexión CA de la Red de distribución.

Selección del modelo del Inversor: Es necesario buscar las fichas técnicas de los diferentes modelos de inversores existentes en el mercado, ya que se presentan variaciones (dependiendo de los fabricantes) entre los parámetros como tensión de operación, Potencia de operación, tipo de conexión a red (bifilar, trifilar) que son relevantes para determinar factores como la conexión serie/paralelo del arreglo y la tensión en sus bornes. Se recomienda priorizar la selección del modelo del inversor, ya que es el elemento más costoso del SFV , y con base en su rango de tensión de operación escoger el panel. Al mismo tiempo, es necesario conocer las condiciones de la red en el punto de conexión y el tipo de servicio, ya que son criterios limitantes de diseño a la hora de tener en cuenta sobrecostos.

8. **Cálculo del medidor bidireccional y selección del modelo:** Este dispositivo se determina de forma similar a un medidor convencional (unidireccional). Se deben tener en cuenta principalmente los parámetros de corriente básica y máxima, los parámetros

de tensión y frecuencia de la red de energía, el rango de tensión soportada, el tipo de conexión (monofásica o trifásica) y el cumplimiento de los estándares de medida que en el caso de Colombia, son dictados por la Resolución *CREG* 038 de 2014. Adicionalmente, se debe facilitar el dispositivo al *OR* para su respectiva programación y verificación.

Para el caso de *SFV's* On-Grid instalables en zonas residenciales promedio, su capacidad instalada no suele superar los 10 *kW*, razón por la cual se establece un punto de medición tipo 5 (Art. 6 de la resolución) y un índice de clase 1 para medición de energía activa (Art. 9 de la resolución). Para esta categoría no es necesaria la integración de Transformadores de Corriente (TC) o de Potencial (TP), ya que la medición es de carácter Directo. En concordancia con lo anterior, se deben definir una serie de características principales del medidor a la hora de su elección, estas son:

- Tipo de medidor (estático o electromecánico).
- Sentido de medición (unidireccional o bidireccional).
- Índice de clase (activa o reactiva).
- Tipo de conexión (directa, semidirecta o indirecta).
- Número de fases e hilos.
- Tensión nominal.
- Frecuencia.
- Corriente básica.
- Corriente máxima.
- Constante del medidor.
- Tipo de lectura (local o remota).

9. **Cálculo del cableado, la tubería y las conexiones:** En *SFV's* se utiliza tubería de PVC y cable de Cobre flexible aislado a 600 V_{ac} . Los diámetros y calibres respectivos se calculan con base en la Norma NTC 2050 del Código Eléctrico Colombiano [25]. Los tramos a considerar son los pertenecientes a la longitud de cable entre el arreglo fotovoltaico y el inversor (tramo en CC), la longitud de cable entre el inversor y el tablero de distribución (tramo en CA) y la longitud de cable entre el tablero de distribución y el medidor bidireccional (tramo en CA) en caso de ser necesaria [25], en todos los casos se debe considerar el mayor flujo de corriente inyectado I_{max} (ecuación 6.14 para el tramo en CC y ecuación 6.15 para el tramo en CA) por el arreglo fotovoltaico con un aumento del 25 % para garantizar la seguridad de la instalación y teniendo en cuenta un factor de corrección por temperatura ambiente. Los conectores pueden escogerse de acuerdo a lo mencionado en la Subsección 3.4.5.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{SC} \cdot N_p \cdot FCT \quad (6.14)$$

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_N \cdot FCT \quad (6.15)$$

donde:

- I_{max} : Corriente máxima del tramo en A .
- I_{SC} : Corriente de cortocircuito del PFV en A .
- I_N : Corriente nominal del inversor en A .
- N_p : Número de ramas del arreglo conectadas en paralelo.
- FCT : Factor de corrección por temperatura ambiente (tabla 310-16 de la NTC 2050).

Adicionalmente, según la NTC 2050, el conjunto de conductores que llega del SFV al tablero de distribución es considerado un Alimentador, por tal motivo, se permite una caída de tensión máxima del 3% entre la fuente y el dispositivo de protección contra sobrecorriente (tablero de distribución). El cálculo de los conductores debe hacerse según lo dispuesto en la sección 215, para determinar la capacidad de corriente de los conductores de fase y neutro se debe proceder según lo dispuesto en la sección 310, el Sistema de Puesta a Tierra (SPT) se hace con base en las secciones 690-41 a 690-47 y para seleccionar la tubería se debe tener en cuenta el lugar y condiciones de la instalación.

Para el cálculo del calibre del SPT se debe tener en cuenta lo dispuesto en la sección 690-45, la cual indica que dicho calibre será igual al de fase y neutro siempre y cuando se cumpla lo siguiente:

$$I_{sc} < 2 \cdot I_{dpse} \quad (6.16)$$

donde:

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito del SFV en A .
- I_{dpse} : Corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente en A .

Una vez se ha escogido el calibre y el ducto, se debe verificar que esta configuración cumpla en cuanto a caída de tensión, esto se puede verificar haciendo uso del *Programa para Cálculo de Caída de Tensión (CT %)*¹ de PROCABLES (basado en conductores a 75 °C y con una frecuencia de 60 Hz). Se deben conocer datos básicos como el material del conductor, el calibre, el tipo de alimentador (monofásico o trifásico), factor de potencia, material de la tubería, corriente nominal, distancia y tensión.

¹<http://www.procables.com.co/programa-para-calculo-de-caida-de-tension.html>

10. **Tablero de distribución y estimación de las protecciones:** De acuerdo con el cuadro de cargas de la instalación, se debe garantizar una integración del circuito del *SFV* al totalizador del tablero equipado con su correspondiente interruptor [25], dicha conexión se hará en paralelo a la red. Para la protección en CC se deben calcular los fusibles, para la protección en CA los interruptores termomagnéticos tipo C tanto del *SFV* como para la operación de mantenimiento por parte del *OR*, el apantallamiento y un sistema de puesta a tierra de todos los elementos del *SFV* tal y como se menciona en la Subsección 3.4.4 así como un *DPS* en bornes del arreglo o en el tablero de distribución, en caso de circuitos multiconductores la protección debe ser multipolar (simultanea). Es importante mencionar que actualmente, la mayoría de inversores traen protecciones integradas para la parte de CC y CA, anotación a considerar a la hora de solventar costos de instalación.
11. **Diseño de esquemas, planos y diagrama unifilar del *SFV*:** Estos documentos son cruciales durante los procesos de compra, construcción y operación de la instalación ya que contienen la información más relevante obtenida de los pasos anteriores, además son requisito fundamental a la hora de licitar trabajos de este estilo. El diagrama unifilar debe contener la topología del *SFV*, los equipos que conforman la instalación, su interconexión, sus capacidades y los datos eléctricos que caracterizan el sistema [25]. Como punto final, todos los elementos dispuestos en los planos deben ser acordes con la convención utilizada por el *OR*.

6.2. *SFV* On-Grid sin acumulación de energía en la ciudad de Pereira

Para el desarrollo de este proyecto, se realizará el montaje teórico de un *SFV* On-Grid sin acumuladores de energía a nivel residencial (*AGPE*), el cual tiene como objetivo principal suplir el 100 % de la demanda de un domicilio en Pereira y a su vez, producir la energía necesaria para alimentar el consumo de la batería de un *BEV* bajo un kilometraje de uso promedio en la ciudad diariamente. Sin embargo, este estudio se dividirá en dos casos de interés:

1. *SFV* On-Grid sin acumulación para suplir el 100 % de la demanda diaria de una vivienda promedio.
2. *SFV* On-Grid sin acumulación que soporte la demanda de una vivienda promedio y un *BEV* diariamente.

6.2.1. Diseño de un SFV On-Grid sin acumulación para suplir el 100 % de la demanda diaria de una vivienda promedio.

Condiciones A continuación se implementará el método descrito en la Sección 6.1 para realizar el diseño y dimensionamiento de un *SFV* On-Grid sin acumulación de energía para suplir el 100 % de la demanda diaria de una residencia en la ciudad de Pereira.

1. **Solicitud de disponibilidad en la red:** Como primera medida, es necesario realizar una solicitud de conexión simplificada mediante alguno de los canales con que cuente el *OR*, esto con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Resolución *CREG* 030 de 2018 y en el Capítulo 2. Una vez se verifique la disponibilidad y la viabilidad técnica, el usuario dispondrá de 6 meses para efectuar la conexión del *SFV* a la red. Para este ejemplo se tendrán en cuenta condiciones ideales de conexión.
2. **Análisis de la radiación solar:** Con base en la información obtenida en el capítulo 4, se establece una irradiación promedio diaria crítica $R_{min,d} = 4571 \text{ Wh/m}^2$ en Pereira. Por lo tanto, teniendo en cuenta la radiación solar en condiciones estándar *STC* y la ecuación 6.1 se obtiene qué:

$$HSP = \frac{4571 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$$

$$HSP = 4,571 \text{ h} \quad (6.17)$$

3. **Determinación de la necesidad de energía:** Para este caso se tiene que la Demanda de Energía es de carácter netamente doméstico por lo cual, según la ecuación 6.3:

$$D_E = D_{ED}$$

Para este trabajo se tomará una D_{ED} de 120 kWh/m , valor que resulta de aplicar un análisis de consumo energético tarifario a una vivienda promedio en la ciudad de Pereira, según lo explicado anteriormente. Dividiendo D_{ED} por un valor estandar de 30 días (equivalente diario de un mes), se determina una D_{ED} de 4 kWh/d . Reemplazando este valor en la ecuación 6.2, se tiene qué:

$$\varepsilon_{SFV} \approx D_{ED} \cdot FC$$

$$\varepsilon_{SFV} \approx 4 \text{ kWh/d} \cdot FC \quad (6.18)$$

FC será definido en el paso 4.

4. **Estimación de pérdidas y Factor de Corrección FC:** Para este caso se tendrán en cuenta los siguientes valores:

- **Factor de Variación de Cargas FVC:** 20 %
- **Factor de Pérdidas Eléctricas FPE:** 3 %
- **Factor de Pérdidas en Inversor FPI:** 4.5 %
- **Porcentaje del Ahorro Energético PAE:** 100 %

Aplicando la ecuación 6.4, se tiene qué:

$$FC = (1 + 0,2 + 0,03 + 0,045) \cdot 1$$

$$FC = 1,275 \quad (6.19)$$

Este valor indica un aumento del 27.5 % en la potencia del *SFV* por consideración de pérdidas, lo cual está dentro del rango, ya que en la realidad estos valores se asumen entre 20 % y 30 %. Reemplazando finalmente 6.19 en la ecuación 6.18, se obtiene que la Necesidad de energía diaria del *SFV* On-Grid es:

$$\varepsilon_{SFV} \approx 4 \text{ kWh/d} \cdot 1,275$$

$$\varepsilon_{SFV} \approx 5,1 \text{ kWh/d} \quad (6.20)$$

5. **Determinación de la geometría solar para el posicionamiento de los paneles:** Con base en los resultados expresados en la Sección 3.5 en cuanto a la ciudad de Pereira, se tiene lo siguiente:

Latitud: 4,814278°

Longitud: −75,694558°

Azimut del Panel Solar: 180° (Sentido Sur).

Ángulo de Inclinación del Panel Solar: 15°.

6. **Cálculo del arreglo de paneles fotovoltaicos y selección del modelo:** Aplicando la ecuación 6.5 y haciendo uso de los valores obtenidos en 6.17 y 6.20, se obtiene que la Potencia teórica pico del *SFV* es:

$$Pt_{SFV} = \frac{5,1 \text{ kWh}}{4,571 \text{ h}}$$

$$Pt_{SFV} = 1,116 \text{ kWp} \quad (6.21)$$

Respecto al número de paneles a instalar se considerarán Paneles Fotovoltaicos con una Potencia Pico de 280 Wp y la Potencia teórica pico del SFV (obtenida en 6.21). Reemplazando en la ecuación 6.6 y considerando el valor entero inmediatamente superior, se tiene que el número total de paneles fotovoltaicos del SFV es:

$$\begin{aligned} [N_{PFV}] &= \frac{1116 \text{ Wp}}{280 \text{ Wp}} \\ [N_{PFV}] &= 4 \end{aligned} \quad (6.22)$$

Con base en 6.22 y la ecuación 6.7 se obtiene la Potencia real Pico del SFV , así:

$$\begin{aligned} P_{SFV} &= 280 \text{ Wp} \cdot 4 \\ P_{SFV} &= 1,12 \text{ kWp} \end{aligned} \quad (6.23)$$

La conexión serie/paralelo necesaria para cumplir las condiciones operativas de tensión y potencia se estimará con las características de tensión de entrada del Inversor en el paso 7.

Selección del modelo del Panel: Para este trabajo se hará uso de 4 paneles de la marca *JinkoSolar JKM280P-72* de 280 W Policristalino con 72 Celdas. La ficha técnica se encuentra en el Apéndice C, sin embargo se hará mención de los siguientes parámetros de interés:

$$\begin{aligned} P_{PFV} &: 280 \text{ Wp} \\ V_{MPP} &: 35,5 \text{ V} \\ I_{MPP} &: 7,89 \text{ A} \\ V_{oc} &: 44,5 \text{ V} \\ I_{sc} &: 8,81 \text{ A} \\ A_{PFV} &: 1,94 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Área efectiva de instalación del arreglo: Para este caso, se supondrá una casa residencial con un área promedio del techo de 60 m^2 . Con base en la ecuación 6.8, 4 paneles con un área por panel de $1,94 \text{ m}^2$ y un factor adicional de área del 20 % que tiene en cuenta el espaciado entre paneles, estructuras y demás variaciones:

$$\begin{aligned} A_I &= 1,94 \text{ m}^2 \cdot 4 \cdot (1 + 0,2) \\ A_I &= 9,312 \text{ m}^2 \end{aligned} \quad (6.24)$$

Para efectos prácticos, se supondrá el cumplimiento de los esfuerzos mecánicos tanto del arreglo como de la estructura de anclaje en el sitio de instalación, que para este caso será el tejado de la vivienda.

7. **Cálculo del Inversor y selección del modelo:** Conforme a lo especificado en la ecuación 6.9, la Potencia nominal del inversor debe rondar en un valor menor o igual a la potencia real pico instalada del arreglo fotovoltaico calculada en 6.23. Para este caso se realizará la elección de 2 microinversores de 500 W cada uno, dando como resultado una potencia total de 1000 W . Esta configuración es óptima en *SFV* On-Grid, ya que dentro de su franja de generación, será muy poco el tiempo en que el arreglo esté trabajando cerca a su potencia pico de instalación. Sin embargo, se debe garantizar que el microinversor de 500 W a escoger, soporte dos entradas de paneles de 280 W cada uno, por lo tanto:

$$P_{INV} = 1000 \text{ W} \quad (500 \text{ W por microinversor}) \quad (6.25)$$

Los microinversores deben soportar un rango de tensión suficientemente amplio para operar en V_{MPP} y al mismo tiempo, tolerar una tensión máxima V_{oc} de los paneles en serie. En este caso, tanto V_{MPP} como V_{oc} se mantienen invariantes debido a que la conexión interna de los 2 paneles al microinversor se realiza en paralelo. Retomando las ecuaciones 6.10 y 6.11, se tiene:

$$V_{iccMIN} < 35,5 \text{ V} < V_{iccMAX} \quad (6.26)$$

$$44,5 \text{ V} < V_{maxINV} \quad (6.27)$$

Los microinversores deben soportar un rango de corriente suficientemente amplio para operar bajo I_{MPP} y al mismo tiempo, tolerar una corriente máxima I_{sc} de los paneles en paralelo. En este caso, tanto I_{MPP} como I_{sc} se duplican debido a que la conexión interna de los 2 paneles al microinversor se realiza en paralelo. Retomando la ecuación 6.12, se tiene:

$$8,81 \text{ A} \times 2 < I_{maxINV} \quad (6.28)$$

La tensión de salida CA será establecida con respecto a los valores instantáneos de tensión y frecuencia de la red eléctrica en el lugar de la implementación. Para este caso, se supondrá una integración del *SFV* a un punto de conexión a Red Monofásica trifilar a 120/240 V con una frecuencia de 60 Hz . Por tal motivo, el inversor debe tener dichas propiedades y entregar los respectivos valores de ambas fases, neutro y puesta a tierra. Retomando la ecuación 6.13, se tiene:

$$Cca_{INV} = 120/240 \text{ V} \quad 60 \text{ Hz} \quad (Monofasico trifilar) \quad (6.29)$$

Selección del modelo del Inversor: Para este caso se hará uso de 2 microinversores de la marca Altenergy Power APsystems YC500A. La ficha técnica se encuentra en el Apéndice C, sin embargo se hará mención de los siguientes parámetros de interés:

INPUT DATA	CC	OUTPUT DATA	CA (240 V)
Rango de P_{PFV}	: 180 – 310 W	P_{INV}	: 500 W
Rango de V_{MPP}	: 22 – 45 V	I_{CA}	: 2,08 A
Límite de V_{oc}	: 55 V	Rango de V_{CA}	: 211 – 264 V
Límite de I_{sc}	: 12 A \times 2	N_{INV} por rama	: 7

Nota: N_{INV} significa Número de Microinversores.

De los parámetros se puede afirmar que los microinversores soportan perfectamente la entrada de los paneles seleccionados en el punto anterior, pues al reemplazar estos datos en los resultados anteriores (6.25 a 6.29) y teniendo en cuenta una conexión paralelo de 2 paneles por microinversor, se puede verificar la compatibilidad de los dispositivos:

$$22 V < 35,5 V < 45 V \quad (6.30)$$

$$44,5 V < 55 V \quad (6.31)$$

$$8,81 A \times 2 < 12 A \times 2 \quad (6.32)$$

8. **Cálculo del medidor bidireccional y selección del modelo:** Según lo establecido por la Resolución *CREG* 038 de 2014 y de acuerdo a este caso de aplicación, se dispondrá de un medidor bidireccional de la marca ISKRAEMECO MT174-D2 que cuenta con las siguientes características principales:

- Tipo de medidor: Estático
- Sentido de medición: Bidireccional
- Índice de clase activa: 1
- Índice de clase reactiva: 2
- Tipo de conexión: Directa.
- Número de fases e hilos: Tres fases y cuatro hilos
- Tensión nominal: 3x120/208 V
- Frecuencia: 60 Hz
- Corriente básica: 5 A
- Corriente máxima: 120 A
- Constante del medidor: 1000 Imp/kWh

- Tipo de lectura: Interfaz Óptica/RS 485

Al comparar dichas características con los resultados expuestos en los pasos anteriores, es posible demostrar la compatibilidad del modelo seleccionado para su integración al *SFV*. La ficha técnica se encuentra en el Apéndice C.

9. Cálculo del cableado, la tubería y las conexiones:

Los tramos a considerar son los pertenecientes a la longitud de cableado entre los dos Microinversores (tramo 1) y entre el último microinversor y la protección contra sobrecorriente en el tablero de distribución (tramo 2), por lo tanto para este caso en particular:

- Tramo 1 = 1 *m*
- Tramo 2 = 10 *m*

El circuito entregado por los Microinversores consta de dos fases, un neutro y un conductor de puesta a tierra; razón por la cual se requiere calcular cuatro conductores por tramo. En este caso de aplicación no es necesario realizar cálculos para el cableado en CC, por lo tanto se aplica la ecuación 6.15. Teniendo en cuenta la tabla 310-16 de la NTC 2050, una temperatura ambiente promedio de 21°C para la ciudad de Pereira y aclarando que la corriente nominal de salida en ambos tramos corresponde al valor especificado en las fichas técnicas del Apéndice C (con la excepción de que en el tramo 2 la corriente se duplica por la conexión en paralelo entre los microinversores), se tiene qué:

$$I_{max\ 1} = 1,25 \cdot 2,08\ A \cdot 1,05$$

$$I_{max\ 1} = 2,73\ A \tag{6.33}$$

$$I_{max\ 2} = 1,25 \cdot 4,16\ A \cdot 1,05$$

$$I_{max\ 2} = 5,46\ A \tag{6.34}$$

donde:

- I_{max1} : Corriente máxima del tramo 1 en A.
 I_{max2} : Corriente máxima del tramo 2 en A.

Teniendo en cuenta 6.33, 6.34 y la tabla 310-16 de la NTC 2050, se preseleccionan los calibres (en *AWG*) de las dos fases y el neutro para los dos tramos del alimentador, así:

- Calibre Tramo 1 = 14 *AWG*
- Calibre Tramo 2 = 14 *AWG*

Aunque dicho calibre cumple con lo dispuesto en la sección 215-2 de la NTC 2050, se escogerá el calibre inmediatamente superior para tener una mayor resistencia a la temperatura por tratarse de un alimentador instalado a la intemperie y al mismo tiempo garantizar el menor porcentaje de caída de tensión posible, por lo tanto:

- Calibre Tramo 1 = 12 *AWG*
- Calibre Tramo 2 = 12 *AWG*

Para el cálculo del calibre del *SPT* se debe verificar el cumplimiento de la ecuación 6.16, sin embargo se debe aclarar que según la tabla 310-16, para un calibre 12 *AWG* no se permiten dispositivos de protección contra sobrecorriente inferiores a 20 *A*. Por lo anterior y teniendo en cuenta que la corriente de cortocircuito del *SFV* es 4 · 8,81 *A*, se tiene que:

$$\begin{aligned} 4 \cdot 8,81 \text{ A} &< 2 \cdot 20 \text{ A} \\ 35,24 \text{ A} &< 40 \text{ A} \end{aligned} \tag{6.35}$$

Debido a que dicha condición se cumple, se tiene que el calibre del *SPT* es el mismo que el correspondiente a las fases y el neutro, así:

- Calibre *SPT* = 12 *AWG*

En cuanto al tema del ducto, se optó por un cable encauchetado con aislamiento y cubierta externa en compuesto de PVC flexible libre de halógenos 4x12 marca Nexans (ver Apéndice C), el cual es ideal para el uso a la intemperie. Verificando el porcentaje de caída de tensión mediante el *Programa para Cálculo de Caída de Tensión (CT %)*² de PROCABLES (basado en conductores a 75 °C y con una frecuencia de 60 *Hz*), se tiene que:

- Caída de tensión para el tramo 1 = 0 %

²<http://www.procables.com.co/programa-para-calculo-de-caida-de-tension.html>

- Caída de tensión para el tramo 2 = 0.2 %

Para *SFV*, las conexiones se hacen según lo dispuesto en la subsección 3.4.5, optando por conexiones tipo MC4 en todos los terminales del arreglo.

10. **Tablero de distribución y estimación de las protecciones:** Para este caso, se debe contar con un tablero de distribución que soporte conexión monofásica trifilar y que presente los respectivos certificados de operabilidad, para este punto se asumirá que la residencia cumple con dicha condición en su tablero. Al tratarse de un *SFV* con microinversores no es necesario proteger la parte de CC, razón por la cual se opta por dispositivos de protección contra sobrecorriente de carácter bipolar (por las dos fases) y con una corriente nominal de 20 A debido a que este es el mínimo valor que se permite por el calibre del alimentador, el cual es de 12 AWG (ver nota final de la tabla 310-16 de la NTC 2050). Los interruptores a escoger deben ser termomagnéticos tipo C y la conexión se hará en paralelo con la red de energía en el lado del suministro como lo indica la sección 690-64 de la NTC 2050. Según lo establecido anteriormente, se dispondrá de un dispositivo de protección contra sobrecorriente del tipo Minibreaker de Riel marca ABB y modelo S62C20. La ficha técnica se encuentra en el Apéndice C.

Como punto final, es prudente mencionar que para esta instalación no se requiere la incorporación de los *DPS*, ya que al tratarse de un *SFV* pequeño, basta con el *SPT* y las protecciones aguas arriba de la acometida del predio. Además, los precios de estos dispositivos son muy altos, por lo que no se presenta una factibilidad financiera.

11. **Diseño de esquemas, planos y diagrama unifilar del *SFV*:**

En el Apéndice D se incluye tanto el esquema como el diagrama unifilar para este caso de aplicación. El esquema fue extraído del manual del microinversor y el diagrama unifilar se obtuvo gracias a Helioscope³, el cual es un simulador de *SFV's* On-Grid que cuenta con una versión de prueba de 30 días en Internet y del que se tiene un reporte en el Apéndice E. Para este trabajo no se tuvo en cuenta los planos de instalación, ya que estos requieren especificaciones más detalladas de la residencia, lo cual no ocurre acá, pues todo se trabaja para una casa promedio en la ciudad de Pereira.

³<https://www.helioscope.com/>

6.2.2. Diseño de un SFV On-Grid sin acumulación que soporte la demanda de una vivienda promedio y un BEV diariamente.

Condiciones A continuación se implementará el método descrito en la Sección 6.1 para realizar el diseño y dimensionamiento de un *SFV* On-Grid sin acumulación de energía para suplir el 100 % de la demanda diaria de una residencia en la ciudad de Pereira y adicionalmente, el 100 % de la demanda diaria de un vehículo eléctrico sedan, disponible en el mercado Colombiano.

1. **Solicitud de disponibilidad en la red:** Como primera medida, es necesario realizar una solicitud de conexión simplificada mediante alguno de los canales con que cuente el *OR*, esto con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Resolución *CREG* 030 de 2018 y en el Capítulo 2. Una vez se verifique la disponibilidad y la viabilidad técnica, el usuario dispondrá de 6 meses para efectuar la conexión del *SFV* a la red. Para este ejemplo se tendrán en cuenta condiciones ideales de conexión.
2. **Análisis de la radiación solar:** Con base en la información obtenida en el capítulo 4, se establece una irradiación promedio diaria crítica $R_{min,d} = 4571 \text{ Wh/m}^2$ en Pereira. Por lo tanto, teniendo en cuenta la radiación solar en condiciones estándar *STC* y la ecuación 6.1 se obtiene qué:

$$HSP = \frac{4571 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$$

$$HSP = 4,571 \text{ h} \quad (6.36)$$

3. **Determinación de la necesidad de energía:** Para este caso se tiene que la Demanda de Energía es de carácter doméstico y vehicular; por lo cual, según la ecuación 6.3:

$$D_E = D_{ED} + D_{EV}$$

Para este trabajo se tomará una D_{ED} de 120 kWh/m , valor que resulta de aplicar un análisis de consumo energético tarifario a una vivienda promedio en la ciudad de Pereira, según lo explicado anteriormente. Dividiendo D_{ED} por un valor estandar de 30 días (equivalente diario de un mes), se determina una D_{ED} de 4 kWh/d . En cuanto a la D_{EV} , se tendrá en cuenta el siguiente *BEV* con sus correspondientes datos de fábrica:

- Modelo: Nissan Leaf
- Autonomía: 389 km en Ciudad (ciclo WLTP).

- Capacidad de la batería: 40 kWh

Suponiendo un kilometraje vehicular promedio de 40 km por día y con base en la autonomía y la capacidad de la batería del Nissan Leaf, se obtiene qué:

$$D_{EV} = \frac{40 \text{ kWh} \cdot 40 \text{ km/d}}{389 \text{ km}}$$

$$D_{EV} = 4,113 \text{ kWh/d}$$

Reemplazando estos valores en la ecuación 6.2:

$$\begin{aligned}\varepsilon_{SFV} &\approx (D_{ED} + D_{EV}) \cdot FC \\ \varepsilon_{SFV} &\approx (4 \text{ kWh/d} + 4,113 \text{ kWh/d}) \cdot FC \\ \varepsilon_{SFV} &\approx 8,113 \text{ kWh/d} \cdot FC\end{aligned}\tag{6.37}$$

FC será definido en el paso 4.

4. **Estimación de pérdidas y Factor de Corrección FC:** Para este caso se tendrán en cuenta los siguientes valores:

- **Factor de Variación de Cargas FVC:** 20 %
- **Factor de Pérdidas Eléctricas FPE:** 3 %
- **Factor de Pérdidas en Inversor FPI:** 4.5 %
- **Porcentaje del Ahorro Energético PAE:** 100 %

Aplicando la ecuación 6.4, se tiene qué:

$$FC = (1 + 0,2 + 0,03 + 0,045) \cdot 1$$

$$FC = 1,275\tag{6.38}$$

Este valor indica un aumento del 27.5 % en la potencia del SV por consideración de pérdidas, lo cual está dentro del rango, ya que en la realidad estos valores se asumen entre 20 % y 30 %. Reemplazando finalmente 6.38 en la ecuación 6.37, se obtiene que la Necesidad de energía diaria del SFV On-Grid es:

$$\begin{aligned}\varepsilon_{SFV} &\approx 8,113 \text{ kWh/d} \cdot 1,275 \\ \varepsilon_{SFV} &\approx 10,344 \text{ kWh/d}\end{aligned}\tag{6.39}$$

5. **Determinación de la geometría solar para el posicionamiento de los paneles:** Con base en los resultados expresados en la Sección 3.5 en cuanto a la ciudad de Pereira, se tiene lo siguiente:

Latitud: 4,814278°

Longitud: −75,694558°

Azimut del Panel Solar: 180° (Sentido Sur).

Ángulo de Inclinación del Panel Solar: 15°.

6. **Cálculo del arreglo de paneles fotovoltaicos y selección del modelo:** Aplicando la ecuación 6.5 y haciendo uso de los valores obtenidos en 6.36 y 6.39, se obtiene que la Potencia teórica pico del *SFV* es:

$$Pt_{SFV} = \frac{10,344 \text{ kWh}}{4,571 \text{ h}}$$

$$Pt_{SFV} = 2,263 \text{ kWp} \quad (6.40)$$

Respecto al número de paneles a instalar se considerarán Paneles Fotovoltaicos con una Potencia Pico de 280 *Wp* y la Potencia teórica pico del *SFV* (obtenida en 6.21). Reemplazando en la ecuación 6.6 y considerando el valor entero inmediatamente superior, se tiene que el número total de paneles fotovoltaicos del *SFV* es:

$$[N_{PFV}] = \frac{2263 \text{ Wp}}{280 \text{ Wp}}$$

$$[N_{PFV}] = 8,08$$

$$[N_{PFV}] = 8 \quad (6.41)$$

A pesar de que el valor es superior a 8, se puede redondear hacia abajo ya que el diseño se está calculando con base en estimaciones (kilometraje diario de un *BEV*); además por ser un *SFV* On-Grid, en caso que lo requiera el usuario podrá suplir la energía faltante de la red de energía eléctrica.

Con base en 6.41 y la ecuación 6.7 se obtiene la Potencia real Pico del *SFV*, así:

$$P_{SFV} = 280 \text{ Wp} \cdot 8$$

$$P_{SFV} = 2,24 \text{ kWp} \quad (6.42)$$

La conexión serie/paralelo necesaria para cumplir las condiciones operativas de tensión y potencia se estimará con las características de tensión de entrada del Inversor en el paso 7.

Selección del modelo del Panel: Para este trabajo se hará uso de 8 paneles de la marca *JinkoSolar JKM280P-72* de 280 W Policristalino con 72 Celdas. La ficha técnica se encuentra en el Apéndice C, sin embargo, se hará mención de los siguientes parámetros de interés:

$$\begin{aligned} P_{PFV} &: 280 \text{ Wp} \\ V_{MPP} &: 35,5 \text{ V} \\ I_{MPP} &: 7,89 \text{ A} \\ V_{oc} &: 44,5 \text{ V} \\ I_{sc} &: 8,81 \text{ A} \\ A_{PFV} &: 1,94 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Área efectiva de instalación del arreglo: Para este caso, se supondrá una casa residencial con un área promedio del techo de 60 m². Con base en la ecuación 6.8, 8 paneles con un área por panel de 1,94 m² y un factor adicional de área del 20 % que tiene en cuenta el espaciado entre paneles, estructuras y demás variaciones:

$$A_I = 1,94 \text{ m}^2 \cdot 8 \cdot (1 + 0,2)$$

$$A_I = 18,624 \text{ m}^2 \quad (6.43)$$

Para efectos prácticos, se supondrá el cumplimiento de los esfuerzos mecánicos tanto del arreglo como de la estructura de anclaje en el sitio de instalación, que para este caso será el tejado de la vivienda.

7. **Cálculo del Inversor y selección del modelo:** Conforme a lo especificado en la ecuación 6.9, la Potencia nominal del inversor debe rondar en un valor menor o igual a la potencia real pico instalada del arreglo fotovoltaico calculada en 6.42. Para este caso se realizará la elección de 4 microinversores de 500 W cada uno, dando como resultado una potencia total de 2000 W. Esta configuración es óptima en *SFV* On-Grid, ya que dentro de su franja de generación, será muy poco el tiempo en que el arreglo esté trabajando cerca a su potencia pico de instalación. Sin embargo, se debe garantizar que el microinversor de 500 W a escoger, soporte dos entradas de paneles de 280 W cada uno, por lo tanto:

$$P_{INV} = 2000 \text{ W} \quad (500 \text{ W por microinversor}) \quad (6.44)$$

Los microinversores deben soportar un rango de tensión suficientemente amplio para operar en V_{MPP} y al mismo tiempo, tolerar una tensión máxima V_{oc} de los paneles en serie. En este caso, tanto V_{MPP} como V_{oc} se mantienen invariantes debido a que la conexión interna de los 2 paneles al microinversor se realiza en paralelo. Retomando las ecuaciones 6.10 y 6.11, se tiene:

$$V_{icc_{MIN}} < 35,5 \text{ V} < V_{icc_{MAX}} \quad (6.45)$$

$$44,5 \text{ V} < V_{max_{INV}} \quad (6.46)$$

Los microinversores deben soportar un rango de corriente suficientemente amplio para operar bajo I_{MPP} y al mismo tiempo, tolerar una corriente máxima I_{sc} de los paneles en paralelo. En este caso, tanto I_{MPP} como I_{sc} se duplican debido a que la conexión interna de los 2 paneles al microinversor se realiza en paralelo. Retomando la ecuación 6.12, se tiene:

$$8,81 \text{ A} \times 2 < I_{max_{INV}} \quad (6.47)$$

La tensión de salida CA será establecida con respecto a los valores instantáneos de tensión y frecuencia de la red eléctrica en el lugar de la implementación. Para este caso, se supondrá una integración del SFV a un punto de conexión a Red Monofásica trifilar a 120/240 V con una frecuencia de 60 Hz. Por tal motivo, el inversor debe tener dichas propiedades y entregar los respectivos valores de ambas fases, neutro y puesta a tierra. Retomando la ecuación 6.13, se tiene:

$$Cca_{INV} = 120/240 \text{ V} \quad 60 \text{ Hz} \quad (\text{Monofasico trifilar}) \quad (6.48)$$

Selección del modelo del Inversor: Para este caso se hará uso de 4 microinversores de la marca Altenergy Power APsystems YC500A. La ficha técnica se encuentra en el Apéndice C, sin embargo se hará mención de los siguientes parámetros de interés:

INPUT DATA	CC	OUTPUT DATA	CA (240 V)
Rango de P_{PFV}	: 180 – 310 W	P_{INV}	: 500 W
Rango de V_{MPP}	: 22 – 45 V	I_{CA}	: 2,08 A
Límite de V_{oc}	: 55 V	Rango de V_{CA}	: 211 – 264 V
Límite de I_{sc}	: 12 A × 2	N_{INV} por rama	: 7

Nota: N_{INV} significa Número de Microinversores.

De los parámetros se puede afirmar que los microinversores soportan perfectamente la entrada de los paneles seleccionados en el punto anterior, pues al reemplazar estos

datos en los resultados anteriores (6.44 a 6.48) y teniendo en cuenta una conexión paralelo de 2 paneles por microinversor, se puede verificar la compatibilidad de los dispositivos:

$$22 V < 35,5 V < 45 V \quad (6.49)$$

$$44,5 V < 55 V \quad (6.50)$$

$$8,81 A \times 2 < 12 A \times 2 \quad (6.51)$$

8. **Cálculo del medidor bidireccional y selección del modelo:** Según lo establecido por la Resolución *CREG* 038 de 2014 y de acuerdo a este caso de aplicación, se dispondrá de un medidor bidireccional de la marca ISKRAEMECO MT174-D2 que cuenta con las siguientes características principales:

- Tipo de medidor: Estático
- Sentido de medición: Bidireccional
- Índice de clase activa: 1
- Índice de clase reactiva: 2
- Tipo de conexión: Directa.
- Número de fases e hilos: Tres fases y cuatro hilos
- Tensión nominal: 3x120/208 V
- Frecuencia: 60 Hz
- Corriente básica: 5 A
- Corriente máxima: 120 A
- Constante del medidor: 1000 Imp/kWh
- Tipo de lectura: Interfaz Óptica/RS 485

Al comparar dichas características con los resultados expuestos en los pasos anteriores, es posible demostrar la compatibilidad del modelo seleccionado para su integración al *SFV*. La ficha técnica se encuentra en el Apéndice C.

9. **Cálculo del cableado, la tubería y las conexiones:**

Los tramos a considerar son los pertenecientes a la longitud de cableado entre los cuatro Microinversores (tramo 1, 2 y 3) y entre el último Microinversor y la protección contra sobrecorriente en el tablero de distribución (tramo 4), por lo tanto para este caso en particular:

- Tramo 1 = 1 m

- Tramo 2 = 1 m
- Tramo 3 = 1 m
- Tramo 4 = 10 m

El circuito entregado por los Microinversores consta de dos fases, un neutro y un conductor de puesta a tierra; razón por la cual se requiere calcular cuatro conductores por tramo. En este caso de aplicación no es necesario realizar cálculos para el cableado en CC, por lo tanto se aplica la ecuación 6.15. Teniendo en cuenta la tabla 310-16 de la NTC 2050, una temperatura ambiente promedio de $21^{\circ}C$ para la ciudad de Pereira y aclarando que la corriente nominal de salida en los tramos corresponde al valor especificado en las fichas técnicas del Apéndice C (con la aclaración de que la corriente por cada tramo se va adicionando debido a la conexión en paralelo entre los microinversores), se tiene qué:

$$\begin{aligned} I_{max\ 1} &= 1,25 \cdot 2,08\ A \cdot 1,05 \\ I_{max\ 1} &= 2,73\ A \end{aligned} \tag{6.52}$$

$$\begin{aligned} I_{max\ 2} &= 1,25 \cdot 4,16\ A \cdot 1,05 \\ I_{max\ 2} &= 5,46\ A \end{aligned} \tag{6.53}$$

$$\begin{aligned} I_{max\ 1} &= 1,25 \cdot 6,24\ A \cdot 1,05 \\ I_{max\ 3} &= 8,19\ A \end{aligned} \tag{6.54}$$

$$\begin{aligned} I_{max\ 2} &= 1,25 \cdot 8,32\ A \cdot 1,05 \\ I_{max\ 4} &= 10,92\ A \end{aligned} \tag{6.55}$$

donde:

- I_{max1} : Corriente máxima del tramo 1 en A.
- I_{max2} : Corriente máxima del tramo 2 en A.
- I_{max3} : Corriente máxima del tramo 3 en A.
- I_{max4} : Corriente máxima del tramo 4 en A.

Teniendo en cuenta 6.52 a 6.55 y la tabla 310-16 de la NTC 2050, se preseleccionan los calibres (en *AWG*) de las dos fases y el neutro para los cuatro tramos del alimentador, así:

- Calibre Tramo 1 al 4 = 14 *AWG*

Aunque dicho calibre cumple con lo dispuesto en la sección 215-2 de la NTC 2050, se escogerá el calibre inmediatamente superior para tener una mayor resistencia a la temperatura por tratarse de un alimentador instalado a la intemperie y al mismo tiempo garantizar el menor porcentaje de caída de tensión posible, por lo tanto:

- Calibre Tramo 1 al 4 = 12 AWG

Para el cálculo del calibre del *SPT* se debe verificar el cumplimiento de la ecuación 6.16, sin embargo se debe aclarar que según la tabla 310-16, para un calibre 12 AWG no se permiten dispositivos de protección contra sobrecorriente inferiores a 20 A. Por lo anterior y teniendo en cuenta que la corriente de cortocircuito del *SFV* es 8 · 8,81 A, se tiene qué:

$$\begin{aligned} 8 \cdot 8,81 \text{ A} &< 2 \cdot 20 \text{ A} \\ 70,48 \text{ A} &< 40 \text{ A} \end{aligned} \tag{6.56}$$

Debido a que dicha condición no se cumple, se debe remitir la elección del calibre del *SPT* a lo dispuesto en la tabla 250-95 de la NTC 2050, obteniendo que:

- Calibre *SPT* = 12 AWG

En cuanto al tema del ducto, se optó por un cable encauchetado con aislamiento y cubierta externa en compuesto de PVC flexible libre de halógenos 4x12 marca Nexans (ver Apéndice C), el cual es ideal para el uso a la intemperie. Verificando el porcentaje de caída de tensión mediante el *Programa para Cálculo de Caída de Tensión (CT %)*⁴ de PROCABLES (basado en conductores a 75 °C y con una frecuencia de 60 Hz), se tiene qué:

- Caída de tensión para los tramos 1 al 3 = 0.1 %
- Caída de tensión para el tramo 2 = 0.2 %

Para *SFV*, las conexiones se hacen según lo dispuesto en la subsección 3.4.5, optando por conexiones tipo MC4 en todos los terminales del arreglo.

10. **Tablero de distribución y estimación de las protecciones:** Para este caso, se debe contar con un tablero de distribución que soporte conexión monofásica trifilar y que presente los respectivos certificados de operabilidad, para este punto se asumirá

⁴<http://www.procables.com.co/programa-para-calculo-de-caida-de-tension.html>

que la residencia cumple con dicha condición en su tablero. Al tratarse de un *SFV* con microinversores no es necesario proteger la parte de CC, razón por la cual se opta por dispositivos de protección contra sobrecorriente de carácter bipolar (por las dos fases) y con una corriente nominal de 20 A debido a que este es el mínimo valor que se permite por el calibre del alimentador, el cual es de 12 AWG (ver nota final de la tabla 310-16 de la NTC 2050). Los interruptores a escoger deben ser termomagnéticos tipo C y la conexión se hará en paralelo con la red de energía en el lado del suministro como lo indica la sección 690-64 de la NTC 2050. Según lo establecido anteriormente, se dispondrá de un dispositivo de protección contra sobrecorriente del tipo Minibreaker de Riel marca ABB y modelo S62C20. La ficha técnica se encuentra en el Apéndice

Como punto final, es prudente mencionar que para esta instalación no se requiere la incorporación de los *DPS*, ya que al tratarse de un *SFV* pequeño, basta con el *SPT* y las protecciones aguas arriba de la acometida del predio. Además, los precios de estos dispositivos son muy altos, por lo que no se presenta una factibilidad financiera.

11. Diseño de esquemas, planos y diagrama unifilar del *SFV*:

En el Apéndice D se incluye tanto el esquema como el diagrama unifilar para este caso de aplicación. El esquema fue extraído del manual del microinversor y el diagrama unifilar se obtuvo gracias a Helioscope⁵, el cual es un simulador de *SFV's* On-Grid que cuenta con una versión de prueba de 30 días en Internet y del que se tiene un reporte en el Apéndice E. Para este trabajo no se tuvo en cuenta los planos de instalación, ya que estos requieren especificaciones más detalladas de la residencia, lo cual no ocurre acá, pues todo se trabaja para una casa promedio en la ciudad de Pereira.

⁵<https://www.helioscope.com/>

Capítulo 7

Análisis técnico y financiero del modelo

7.1. Definiciones

Como última etapa de este documento, se requiere determinar la viabilidad técnica y financiera de los casos planteados. Para tal fin, es necesario introducir una serie de conceptos que servirán para abordar este capítulo y llegar a unas conclusiones adecuadas:

Subsidio y Contribución por estratos: De acuerdo a lo establecido por los artículos 89.1 y 99.6 de la Ley 142 de 1994, se presentan los siguientes subsidios y contribuciones en la tarifa del servicio de energía eléctrica domiciliaria según el estrato socioeconómico, así:

- Estrato 1: Subsidio del 50 % de la tarifa.
- Estrato 2: Subsidio del 40 % de la tarifa.
- Estrato 3: Subsidio del 15 % de la tarifa.
- Estrato 4: Sin Subsidios ni Contribuciones.
- Estrato 5: Contribución del 20 % de la tarifa.
- Estrato 6: Contribución del 20 % de la tarifa.

Consumo de Subsistencia de Energía Eléctrica: Bajo la Resolución UPME 0355 de 2000 se define como consumo de subsistencia, la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer las necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final. Se establece el Consumo de Subsistencia en

173 kWh/mes para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar, y en 130 kWh/mes para alturas iguales o superiores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

Composición del kWh: La metodología tarifaria aplicada al cobro del Kilovatio hora en Colombia está definida bajo la Resolución *CREG* 119 de 2007 y se ajusta mes a mes según distintos criterios (índice de precios al consumidor, índice de precios al productor, oferta y demanda de energía) en torno al *OR* mediante el Costo Unitario (*CU*) así:

$$CU_{kWh} = G + T + D + C_v + PR + R \quad (7.1)$$

donde:

- CU_{kWh} : Costo Unitario del kilovatio hora en $\$/kWh$.
- G : Costo de compra de la energía.
- T : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión.
- D : Costo por uso de Sistemas de Distribución.
- C_v : Margen de comercialización.
- PR : Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía.
- R : Costo de Restricciones y de Servicios asociados con Generación.

Nota: Los seis componentes de la ecuación 7.1 se presentan en $\$/kWh$.

Análisis Financiero: Esta rama de la Ingeniería Económica reúne los conceptos y técnicas matemáticas aplicadas en el análisis, comparación y evaluación de alternativas relativas a diferentes tipos de proyectos y converge en conclusiones que permitirán escoger el más económico y conveniente posible. Se debe partir de tres postulados fundamentales:

1. **El valor del dinero en el tiempo:** Un peso de hoy vale más que un peso de mañana, esto sucede ya que el dinero se valoriza debido a una tasa de interés y se desvaloriza debido a la inflación. Si la tasa de interés es mayor a la inflación, habrá crecimiento económico.
2. **Equivalencia del dinero:** Dos cantidades de dinero ubicadas en diferentes puntos del tiempo, son equivalentes si al trasladarlas al mismo punto se hacen iguales en magnitud. Estas equivalencias se hacen teniendo en cuenta la tasa de interés y se calculan con base en la siguiente ecuación:

$$VF = VP \cdot (1 + i)^n \quad (7.2)$$

donde:

- VF : Valor futuro del dinero.
- VP : Valor presente del dinero.
- i : Tasa de interés.
- n : Periodo de tiempo entre los valores de dinero a equilibrar.

3. **La racionalidad financiera de los agentes:** Las personas y los agentes económicos (inversionistas) siempre buscarán maximizar beneficios y disminuir costos para un nivel de riesgo dado.

Pesos constantes y Pesos corrientes: Los pesos constantes hacen referencia al valor nominal o actual de las cosas sin ningún tipo de ajuste y se representan mediante el Valor Presente del dinero (ecuación 7.2), por consiguiente se hace una abstracción de la inflación, la tasa de interés y la devaluación. Los pesos corrientes hacen referencia al valor real de las cosas en un momento dado, ajustado por la tasa de interés y/o la inflación y se representan mediante el Valor Futuro del dinero (ecuación 7.2), por consiguiente se trabaja conforme a los precios del dinero en el mercado.

Series Uniformes o Anualidades: Conjunto de pagos iguales hechos a intervalos iguales de tiempo. Esta condición financiera es aplicable en proyectos de inversión que presentan las siguientes condiciones en sus movimientos de efectivo:

1. Todos los movimientos son de igual valor.
2. Todos los movimientos se hacen a iguales intervalos de tiempo.
3. A todos los movimientos se les aplica la misma tasa de interés.
4. El número de movimientos debe ser igual al número de períodos.

El estudio de las series uniformes o anualidades es de gran utilidad en el análisis financiero debido a que es el sistema de amortización más común en los créditos comerciales, bancarios y de vivienda. Es posible determinar la anualidad (A) conociendo el valor presente a partir de la siguiente ecuación:

$$A = VP \cdot \left(\frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right) \quad (7.3)$$

7.2. Análisis Técnico y Financiero

A continuación se realizará el análisis técnico y financiero para los dos casos de aplicación, haciendo uso de las definiciones anteriormente dadas. Como primera medida se abordarán los costos de instalación de ambos casos con su correspondiente explicación y finalmente se determinará su Retorno sobre la Inversión (*ROI*) con el método de Inversión Anualizada.

7.2.1. Costos de Instalación

Caso 1 Teniendo en cuenta los elementos seleccionados en la sección 6.2 para el Caso 1, se realizó una consulta de precios en el mercado actual, teniendo en cuenta una exclusión del Iva y exención de Aranceles para los dispositivos fotovoltaicos, tal y como se menciona en el Capítulo 2. Se estimó también, un periodo de 3 días para realizar la instalación entre 2 personas, costos de transporte, ingeniería y un *AIU* aproximado respecto a la industria. Este *SFV* pretende ahorrar el 100 % de la factura de energía de una residencia en Pereira con un consumo promedio de 120 *kWh/m*. En la tabla 7.1 se presentan los respectivos costos:

Tabla 7.1: Costos de Instalación del Caso 1.

Elemento	Modelo	Un	Cant	Precio	Total
Panel	JinkoSolar JKM280P-72	U	4	\$ 400.000	\$ 1.600.000
Microinversor	APsystems YC500A	U	2	\$ 900.000	\$ 1.800.000
Med Bidireccional	ISKRAEMECO MT174-D2	U	1	\$ 650.000	\$ 650.000
Protecciones	Minibreaker ABB S62C20	U	1	\$ 23.000	\$ 23.000
Estructura	Alusion Solar Sistema Bulnes	U	1	\$ 500.000	\$ 600.000
Cableado	4x12 Encauchetado Nexans	m	11	\$ 7.300	\$ 80.300
Tubería	EMT 3/4 de pulgada Kubiec	3 m	3	\$ 14.900	\$ 44.700
Accesorios	Unión EMT 3/4	U	4	\$ 3.200	\$ 12.800
Mano de Obra	Por persona durante 3 días	U	2	\$ 150.000	\$ 900.000
Transporte	Con destino a Pereira	U	1	\$ 150.000	\$ 150.000
Ingeniería	Cálculos y diseños (8 %)	U	1	\$ 460.864	\$ 460.864
	Subtotal del Presupuesto				\$ 6.221.664
	Administración (10 %)				\$ 622.166
	Imprevistos (4 %)				\$ 248.867
	Utilidad (4 %)				\$ 248.867
	Iva sobre Utilidad (19 %)				\$ 47.285
	Total del Presupuesto				\$ 7.388.848

Cabe resaltar que el modelo no está optimizado y que por lo tanto, tampoco es el más económico.

Caso 2 Teniendo en cuenta los elementos seleccionados en la sección 6.2 para el Caso 2, se realizó una consulta de precios en el mercado actual, teniendo en cuenta una exclusión del Iva y exención de Aranceles para los dispositivos fotovoltaicos, tal y como se menciona en el Capítulo 2. Se estimó también, un periodo de 5 días para realizar la instalación entre 2 personas, costos de transporte, ingeniería y un *AIU* aproximado respecto a la industria. Este *SFV* pretende ahorrar el 100 % de la factura de energía de una residencia en Pereira con un consumo promedio de 243,39 *kWh/m* correspondiente al hogar y a un vehículo eléctrico Nissan Leaf. En la tabla 7.1 se presentan los respectivos costos:

Tabla 7.2: Costos de Instalación del Caso 2.

Elemento	Modelo	Un	Cant	Precio	Total
Panel	JinkoSolar JKM280P-72	U	8	\$ 400.000	\$ 3.200.000
Microinversor	APsystems YC500A	U	4	\$ 900.000	\$ 3.600.000
Med Bidireccional	ISKRAEMECO MT174-D2	U	1	\$ 650.000	\$ 650.000
Protecciones	Minibreaker ABB S62C20	U	1	\$ 23.000	\$ 23.000
Estructura	Alusion Solar Sistema Bulnes	U	1	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
Cableado	4x12 Encauchetado Nexans	m	13	\$ 7.300	\$ 94.900
Tubería	EMT 3/4 de pulgada Kubiec	3 m	3	\$ 14.900	\$ 44.700
Accesorios	Unión EMT 3/4	U	4	\$ 3.200	\$ 12.800
Mano de Obra	Por persona durante 5 días	U	2	\$ 150.000	\$ 1.500.000
Transporte	Con destino a Pereira	U	1	\$ 200.000	\$ 200.000
Ingeniería	Cálculos y diseños (8 %)	U	1	\$ 826.032	\$ 826.032
	Subtotal del Presupuesto				\$ 11.151.432
	Administración (10 %)				\$ 1.115.143
	Imprevistos (4 %)				\$ 446.057
	Utilidad (4 %)				\$ 446.057
	Iva sobre Utilidad (19 %)				\$ 84.751
	Total del Presupuesto				\$ 13.243.441

Al igual que en el caso anterior, este modelo no está optimizado y por lo tanto, tampoco es el más económico.

7.2.2. Retorno sobre la Inversión o ROI

Como paso final se calculará el *ROI* de los dos casos planteados. Este cálculo se realizará mediante el método de Inversión Anualizada para todos los estratos socioeconómicos con su correspondiente Consumo de Subsistencia de Energía Eléctrica, Subsidios y Contribuciones sobre el CU_{kWh} (el cual se estima en un valor promedio de $550\$/kWh$ para el año en curso), ya que se pretende determinar los escenarios donde es factible desarrollar ambos casos. El análisis tendrá en cuenta los precios constantes (Valor Presente de los ingresos y egresos) en los dos casos, llevando las reinversiones (cambio de microinversores) a precios de hoy, esto se hace despejando y calculando el Valor Presente a partir de la ecuación 7.2 (estimando una tasa de interés del 5 % anual y un periodo de 25 años correspondiente a la vida útil del proyecto). Acto seguido se calculará la Inversión Anualizada mediante la ecuación 7.3, teniendo en cuenta la inversión inicial y la reinversión en valor presente anteriormente calculada (egresos). Por último se tendrá en cuenta un costo anual por mantenimiento del *SFV* estimado en $\$200,000,00$ (egreso). Estos datos se encuentran condensados en la tabla 7.3, así:

Tabla 7.3: Condiciones y Anualización.

Caso	1	2
Consumo Mensual [kWh/mes]	120	243,39
Tasa de Interés Anual	5 %	5 %
Número de Años	25	25
CU [$\$/kWh$] Año 2019	550	550
Consumo de Subsistencia [kWh/mes]	130	130
Inversión Inicial	\$ 7.388.848	\$ 13.243.440,64
Reinversión (año 13)	\$ 954.578,43	\$ 1.909.156,86
Inversión Anualizada	\$ 591.986,62	\$ 1.075.114,03
Mantenimiento Anual	\$ 200.000,00	\$ 200.000,00

Debido a que en las Series Uniformes de este proyecto se cumplen las mismas condiciones cada año, basta con analizar el primer año para determinar el comportamiento del proyecto y obtener el *ROI*. En primera instancia se calcula el beneficio (ingreso), que en este caso corresponde al costo anual de la factura de energía que se dejará de pagar al *OR* gracias al *SFV*, este cálculo se debe hacer por estrato teniendo en cuenta las condiciones mencionadas en el paso anterior. Hay que tener en cuenta que en la vida real existen unos costos de comercialización de la energía implícitos en el CU_{kWh} (ecuación 7.1) que deben ser pagados al final del periodo. Por simplicidad, para este análisis se optó por una condición ideal de ahorro del 100 % de la factura. Seguidamente se hace un flujo de caja entre los ingresos y

egresos del proyecto con el fin de obtener el excedente anual; si este valor es negativo, se traduce en pérdidas de la inversión y por consiguiente el *ROI* será negativo, indicando que el proyecto causará pérdidas en el capital. Por el contrario, si este valor es positivo, significa que el proyecto economiza costos, pero sólo a través del *ROI* podrá determinarse la factibilidad del mismo. El *ROI* y el Tiempo de Pago del proyecto se calculan mediante las ecuaciones 7.4 y 7.5. Finalmente los resultados se condensan en la tabla 7.4.

$$ROI = \frac{B - I}{I} \cdot 100 \% = \frac{E}{I} \cdot 100 \% \quad (7.4)$$

$$TP = n \cdot (1 - ROI) \quad (7.5)$$

donde:

- ROI* : Retorno Sobre la Inversión en \$.
B : Beneficio del proyecto (ingresos) en \$.
I : Inversión del proyecto (egresos) en \$.
E : Excedente del proyecto (*B* - *I*) en \$.
TP : Tiempo de pago del proyecto en Años.
n : Periodo de Vida Útil del proyecto en Años.

Tabla 7.4: Análisis Financiero.

Estrato	Caso	Factura de Energía Anual	Excedente Anual	ROI	Tiempo de Pago en Años
1	1	\$ 396.000	-\$ 395.987	-50,00 %	37,5
	2	\$ 1.177.374	-\$ 97.740	-7,67 %	26,9
2	1	\$ 475.200	-\$ 316.787	-40,00 %	35,0
	2	\$ 1.263.174	-\$ 11.940	-0,94 %	25,2
3	1	\$ 673.200	-\$ 118.787	-15,00 %	28,7
	2	\$ 1.477.674	\$ 202.560	15,89 %	21,0
4	1	\$ 792.000	\$ 13	0,00 %	25,0
	2	\$ 1.606.374	\$ 331.260	25,98 %	18,5
5 y 6	1	\$ 950.400	\$ 158.413	20,00 %	20,0
	2	\$ 1.777.974	\$ 502.860	39,44 %	15,1

En los datos obtenidos se observa un *ROI* negativo para ambos casos en los estratos 1 y 2, un *ROI* negativo para el Caso 1 en el estrato 3 y un *ROI* positivo para el resto de las condiciones. Se demuestra una nula factibilidad de ejecutar el proyecto en los estratos bajos mientras se presentan valores aceptables para el Caso 2 en los estratos 4, 5 y 6.

Capítulo 8

Conclusiones

Gracias al exhaustivo trabajo investigativo realizado entre los capítulos 2 y 5, fue posible esclarecer la normativa que rige a la energía solar en Colombia, condensar información actualizada sobre la radiación solar y las curvas de Azimut en Pereira para un periodo de un año, mostrando el enorme potencial de esta ciudad en cuanto a energía solar por lo que es posible implementar modelos de generación alternativa como el fotovoltaico, enriqueciendo la matriz energética local que a día de hoy es muy pobre y dependiente de la generación eléctrica del resto del país. También fue posible recopilar información teórica con enorme utilidad para el desarrollo del trabajo, consistente en los Sistemas Fotovoltáicos y los elementos que los conforman y en los Vehículos Eléctricos y sus almacenadores de energía.

Se desarrolló un método paso a paso para diseñar Sistemas Fotovoltáicos On-Grid a nivel residencial aplicado a la recarga de vehículos eléctricos. Este método recopila información de diversas fuentes bibliográficas y profesionales, dando un enfoque práctico y simplificado de los Sistemas Fotovoltáicos conectados a la red y su respectivo diseño, teniendo en cuenta la normativa Colombiana.

Se diseñaron dos casos de aplicación que dejan en evidencia la sinergia de la energía solar fotovoltaica con la red de distribución al momento de buscar soluciones al impacto venidero de los vehículos eléctricos en la demanda nacional. Por consiguiente, fue posible demostrar que Pereira cuenta con las condiciones climatológicas suficientes para implementar la energía solar fotovoltaica a nivel residencial, suplir las necesidades diarias promedio de un vehículo eléctrico gracias al bajo tamaño de la ciudad y finalmente obtener un retorno sobre la inversión del sistema fotovoltaico para la situación inicialmente planteada.

Si bien es cierto que en Colombia se vienen desarrollando normas que buscan incentivar el uso de las energías renovables como la solar fotovoltaica, es evidente que esta tecnología aún es costosa y se encuentra demasiado ajustada para su implementación a nivel residencial en los estratos 4 en adelante y prácticamente inviable en los demás estratos. Lo anterior sucede debido a las pocas consideraciones que se tienen al momento de facturar el costo unitario generado por autogeneradores de pequeña escala de carácter fotovoltaico, ya que no se reconocen factores como el ahorro en pérdidas de energía o en el uso del Sistema Nacional de Transmisión. En el tema de entrega de excedentes, la situación es más crítica, ya que los reconocimientos son mínimos y se reducen al precio de bolsa del mercado.

Colombia debe avanzar en la integración de las energías renovables no convencionales implementando subsidios que garanticen la participación de todos los estratos socioeconómicos en la generación de energía a partir de estas tecnologías. De los resultados obtenidos se observaron porcentajes negativos respecto al retorno sobre la inversión hasta el estrato 3, siendo el más negativo el estrato 1; para el estrato 4 no existe retorno sobre la inversión al considerar únicamente el consumo propio, no obstante, al adicionar la recarga de la batería del vehículo eléctrico este valor pasa a ser positivo del 25.98 %. Para los estratos 5 y 6 se presentan retornos mayores debido al tema de la contribución tarifaria. La forma de dar viabilidad a estos proyectos sería a través de subsidios sobre los mismos, que para este caso equivalen a la instalación de pequeñas plantas generadoras cerca de la zona de consumo y a una solución a la demanda de energía eléctrica para carga de almacenadores de vehículos eléctricos.

La implementación de este proyecto trae consigo una serie de impactos positivos para todos los agentes involucrados, entre los que se encuentran: El sistema de generación, transmisión y distribución, los operadores de red, los usuarios, la economía del país y el medio ambiente. Respecto al sistema de generación, transmisión y distribución, se estima una reducción considerable en cuanto a costos de planeación y expansión de los mismos, puesto que se mitigaría la necesidad de nuevas plantas generadoras a partir de otras fuentes de energía no renovables y al mismo tiempo se presentaría una disminución ostensible de las pérdidas de energía en el trayecto hasta el usuario final. Para los operadores de red se abrirían nuevas posibilidades de negocio como los contratos PPA, estableciendo compraventas acordadas con el consumidor durante un determinado periodo de tiempo. Los usuarios podrían generar y consumir su propia energía a partir de una inversión y obtendrían su respectivo retorno sobre la inversión, esto siempre y cuando se mejoren las condiciones para todos los usuarios, en especial los de estratos bajos.

Evidentemente se mejoraría la economía del país, gracias a los beneficios anteriormente mencionados. Por último y como impacto principal, se reducirían cuantiosamente las emisiones de gases de efecto invernadero, aportando en gran medida a la disminución del cambio climático a escala mundial y mejorando por completo las condiciones de vida en el planeta.

8.1. Futuros trabajos de investigación

- Calcular la factibilidad financiera en $SFV's$ On-Grid que cuenten con sistemas de seguidor solar.
- Calcular la factibilidad financiera en $SFV's$ On-Grid teniendo en cuenta el sistema V2G.
- Realizar un diseño más eficiente, teniendo en cuenta reducción de costos en el mercado.
- Considerar a profundidad las pérdidas por temperatura, pérdidas de potencia activa y reactiva en el diseño.
- Analizar la generación y entrega de armónicos a la red de distribución.
- Implementar $SFV's$ On-Grid que cuenten con Medidores inteligentes y calcular su respectiva factibilidad financiera.
- Estudiar el comportamiento de las protecciones unidireccionales actuales del sistema eléctrico frente al flujo bidireccional causado por los $AGPE$ y GD .
- Desarrollar un control que permita restringir los horarios de carga de los Vehículos Eléctricos para evitar la saturación de la curva de demanda en horas pico.
- Profundizar en las ventajas y desventajas de los $SFV's$ monofásicos bifilares y trifilares, así como los $SFV's$ trifásicos teniendo en cuenta aspectos técnicos y financieros.
- Determinar con exactitud el ahorro tarifario mensual teniendo en cuenta el pago de excedentes (ecuación 2.3), y los diferentes escenarios de exportación con su respectivo CU (análisis de la curva de carga del hogar y la curva de generación del SFV).

Bibliografía

- [1] J. Munkhammar, J. D. Bishop, J. J. Sarraide, W. Tian, and R. Choudhary, “Household electricity use, electric vehicle home-charging and distributed photovoltaic power production in the city of Westminster,” *Energy and Buildings*, vol. 86, pp. 439–448, jan 2015.
- [2] J. Amestoy Alonso, *El Planeta Tierra en peligro : calentamiento global, cambio climático, soluciones*.
- [3] M. F. Coviello and United Nations Economic Commission for Latin America and the Caribbean, *Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe*. CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2003.
- [4] El Financiero - Diario de finanzas y negocios de México, “Energía solar, la forma más barata de producir electricidad,” 2016.
- [5] UPME, “Atlas de Radiación Solar de Colombia,” tech. rep.
- [6] UPME, “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia,” tech. rep., 2015.
- [7] Y. Liu, G. Zhou, and J. Ma, “Feasibility analysis for a large scale solar energy heating in central region of China,” in *2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, pp. 874–877, IEEE, jun 2010.
- [8] N. T. A. N. Business Insider, “The top 10 solar energy countries in the world,” 2017.
- [9] R. Murcia, “Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas Development of Solar Energy in Colombia and its Prospects Humberto Rodríguez Murcia,”

- [10] F. A. Osorio Cruz, “Ubicación óptima de estaciones de recarga de energía eléctrica para intercambio de baterías para vehículos eléctricos,” 2017.
- [11] F. Alonso Abella, M. and Chenlo, “Photovoltaic charging station for electrical vehicles,” in *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion* (IEEE, ed.), (Osaka, Japan), pp. 2280–2283, WCPEC-3 Organizing Committee, 2003.
- [12] Y. Gurkaynak and A. Khaligh, “Control and Power Management of a Grid Connected Residential Photovoltaic System with Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV) Load,” in *2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, pp. 2086–2091, IEEE, feb 2009.
- [13] I. Cvetkovic, T. Thacker, Dong Dong, G. Francis, V. Podosinov, D. Boroyevich, F. Wang, R. Burgos, G. Skutt, and J. Lesko, “Future home uninterruptible renewable energy system with vehicle-to-grid technology,” in *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pp. 2675–2681, IEEE, sep 2009.
- [14] G. Carli and S. S. Williamson, “Technical Considerations on Power Conversion for Electric and Plug-in Hybrid Electric Vehicle Battery Charging in Photovoltaic Installations,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 5784–5792, dec 2013.
- [15] A. Bhatti, Z. Salam, J. Aziz, and K. Pui Yee, “A critical review of electric vehicle charging using solar photovoltaic,” *International Journal of Energy Research*, vol. 40, 01 2015.
- [16] R. H. Ashique, Z. Salam, M. J. Bin Abdul Aziz, and A. R. Bhatti, “Integrated photovoltaic-grid dc fast charging system for electric vehicle: A review of the architecture and control,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 1243–1257, mar 2017.
- [17] SIMEC CHILE SRL, “Proyecto SIMEC Chile,” p. 138.
- [18] L. C. Romero R., H. J. Zapata L., C. F. Valles F., D. Vesga, and Unión Temporal ICONTEC - AENE, “Energías Renovables: Descripción, tecnologías usos finales,” tech. rep., © Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Bogotá, 2010.
- [19] L. L. Freris and D. G. Infield, *Renewable energy in power systems*. John Wiley & Sons, 2008.

- [20] F. Perez Arango, “Análisis de dos metodologías para operar un sistema solar fotovoltaico en el punto de máxima transferencia de potencia,” 2016.
- [21] M. Pereira, “ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Sistemas Solares Fotovoltaico para la producción de Eléctricidad,” tech. rep.
- [22] K. Maharaja, P. P. Balaji, S. Sangeetha, and M. Elakkiya, “Development of bidirectional net meter in grid connected solar PV system for domestic consumers,” in *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, pp. 46–49, IEEE, apr 2016.
- [23] O. Perpiñán, *Energía Solar Fotovoltaica*. 2018.
- [24] L. F. Castrillón Largo, “Implementación y análisis de un sistema energético fotovoltaico interconectado a red de 20 kW con soporte de almacenamiento,” 2018.
- [25] F. d. J. Acevedo Garcés, “DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON CAPACIDAD PARA 3 KILOVATIOS,” 2016.
- [26] V. Snram, S. A. Nivass, and C. Selvam, “Bi-directional energy meters and remote monitoring of energy nodes using LonWorks technology,” in *2012 4th International Conference on Intelligent and Advanced Systems (ICIAS2012)*, pp. 536–539, IEEE, jun 2012.
- [27] H. S. Bedi, N. Singh, and M. Singh, “A technical review on solar-net metering,” in *2016 7th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, pp. 1–5, IEEE, nov 2016.
- [28] Energía de Pereira, *Normas Técnicas de Instalaciones Eléctricas*.
- [29] M. Moro Vallina, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. 2 ed., 2018.
- [30] S. G. Lezama, “Análisis de la viabilidad técnico-económica de la inclusión de energía renovable en una de las principales localidades de las ZNI,” tech. rep., 2017.
- [31] Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM, “Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia.”
- [32] E. Valsera-Naranjo, A. Sumper, P. Lloret-Gallego, R. Villafafila-Robles, and A. Sudria-Andreu, “Electrical vehicles: State of art and issues for their connection to the network,” in *2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, pp. 1–3, IEEE, sep 2009.

- [33] K. Yoshimi, M. Osawa, D. Yamashita, T. Niimura, R. Yokoyama, T. Masuda, H. Kondou, and T. Hirota, “Practical storage and utilization of household photovoltaic energy by electric vehicle battery,” in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pp. 1–8, IEEE, jan 2012.
- [34] J. T. Salihi, “Energy Requirements for Electric Cars and Their Impact on Electric Power Generation and Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-9, pp. 516–532, sep 1973.
- [35] Y. R. Bhavanam, “Combined power system planning and policy proposition for future electric vehicle charging infrastructure,” 2015.
- [36] M. Riveros Rodriguez, “Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago,” 2013.
- [37] V. E. Ríos Ocampo, “Estado del arte de los vehículos eléctricos y su posible implementación en Colombia,” 2017.
- [38] C. Peña Ordóñez, “Estudio de baterías para vehículos eléctricos,” may 2011.
- [39] A. C. Chica Dussán and A. F. Abella Gomez, “Propuesta para el Desarrollo de un Proyecto Fotovoltaico Conectado a Red en las Instalaciones del Hotel Chicalá en la Ciudad de Neiva, Huila,” 2016.

Apéndice A

Curvas del comportamiento del sol en Pereira

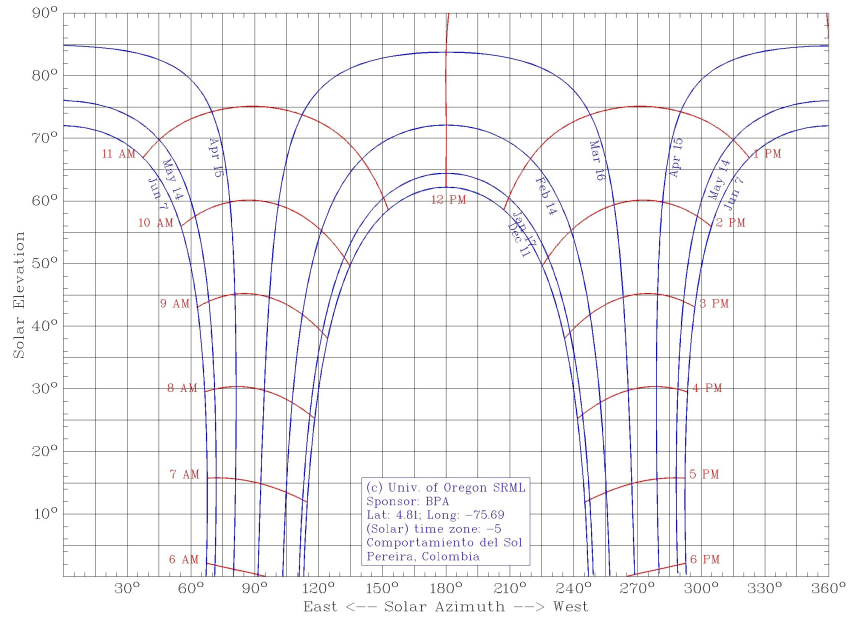


Figura A.1: Comportamiento del Sol entre los meses de Diciembre a Junio, Pereira.

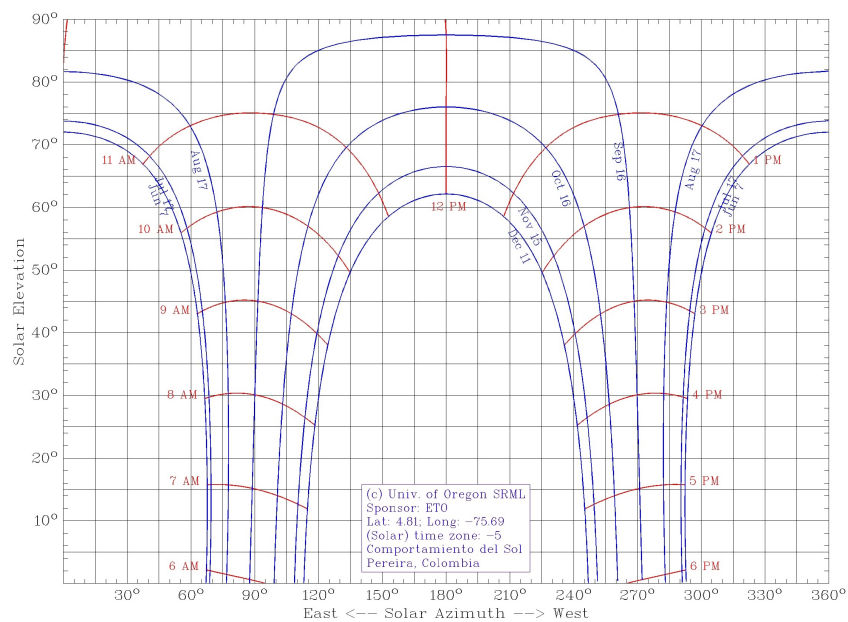


Figura A.2: Comportamiento del Sol entre los meses de Junio a Diciembre, Pereira.

Apéndice B

Promedios mensuales de radiación en Pereira

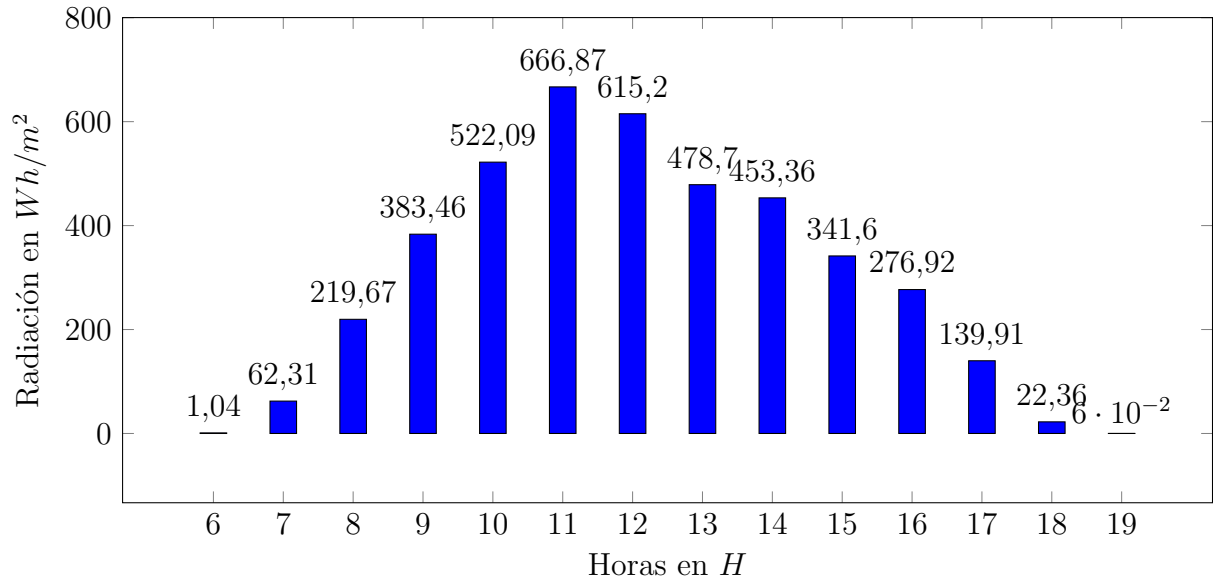


Figura B.1: Radiación media horaria para el mes de Octubre de 2017.

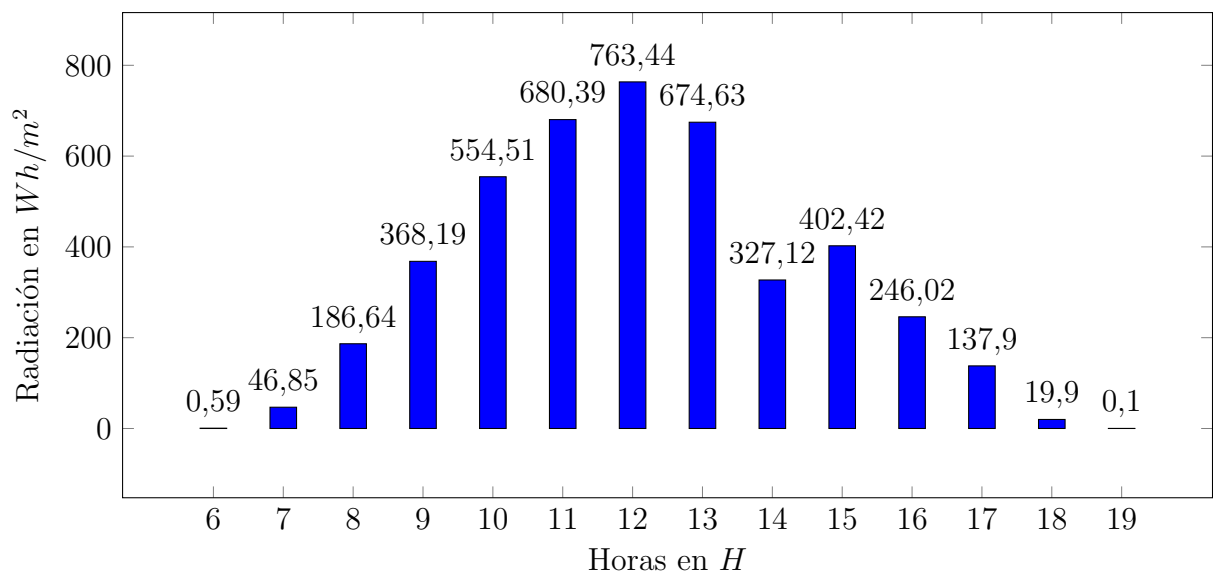


Figura B.2: Radiación media horaria para el mes de Noviembre de 2017.

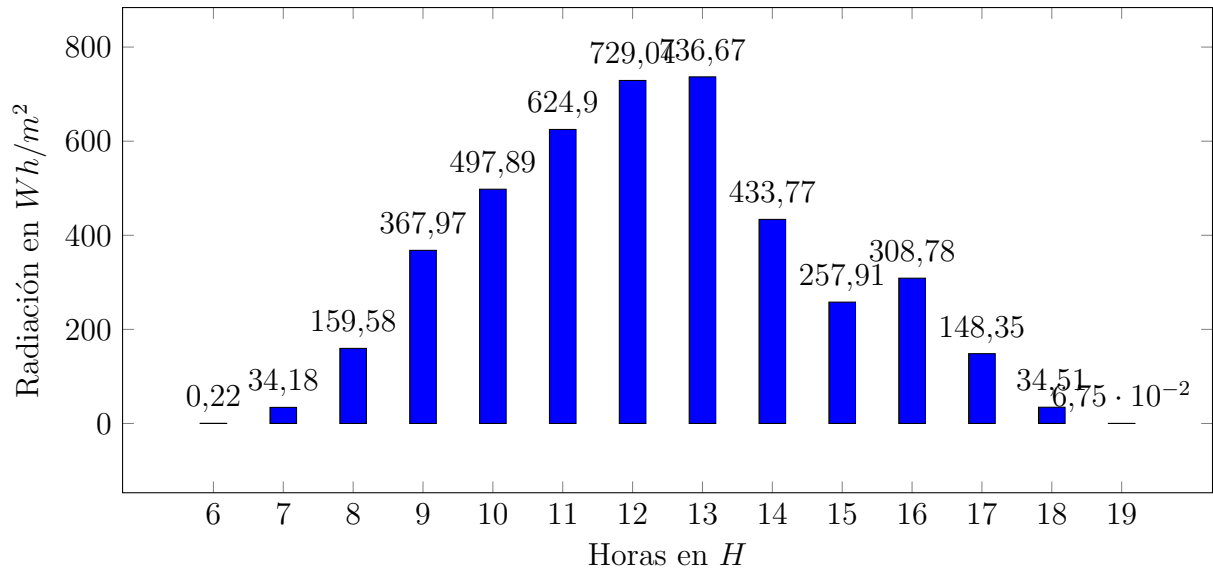


Figura B.3: Radiación media horaria para el mes de Diciembre de 2017.

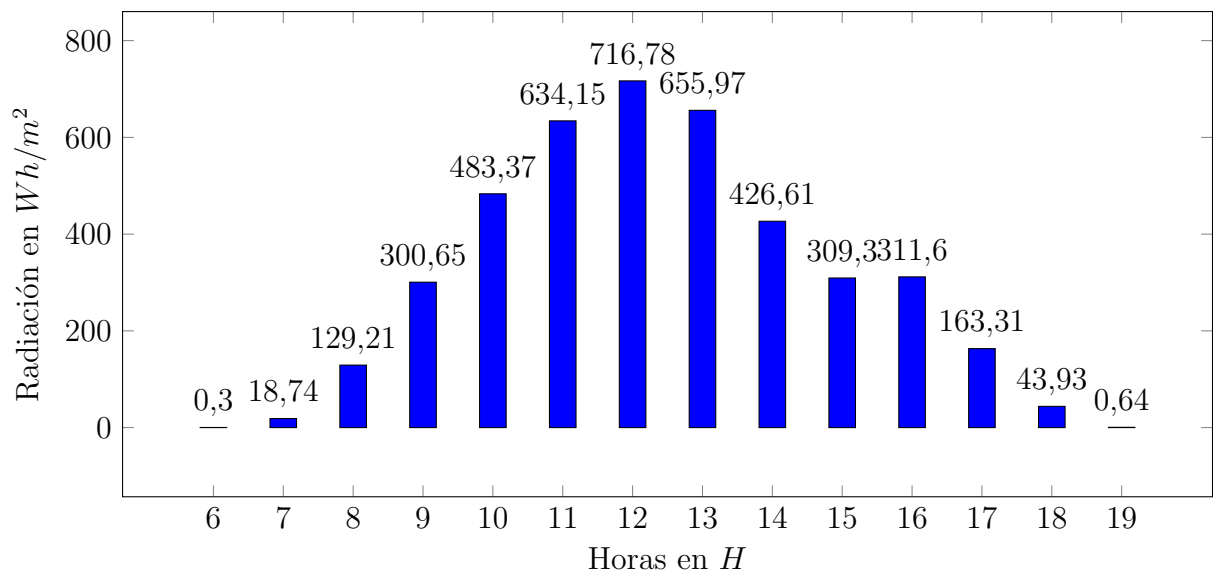


Figura B.4: Radiación media horaria para el mes de Enero de 2018.

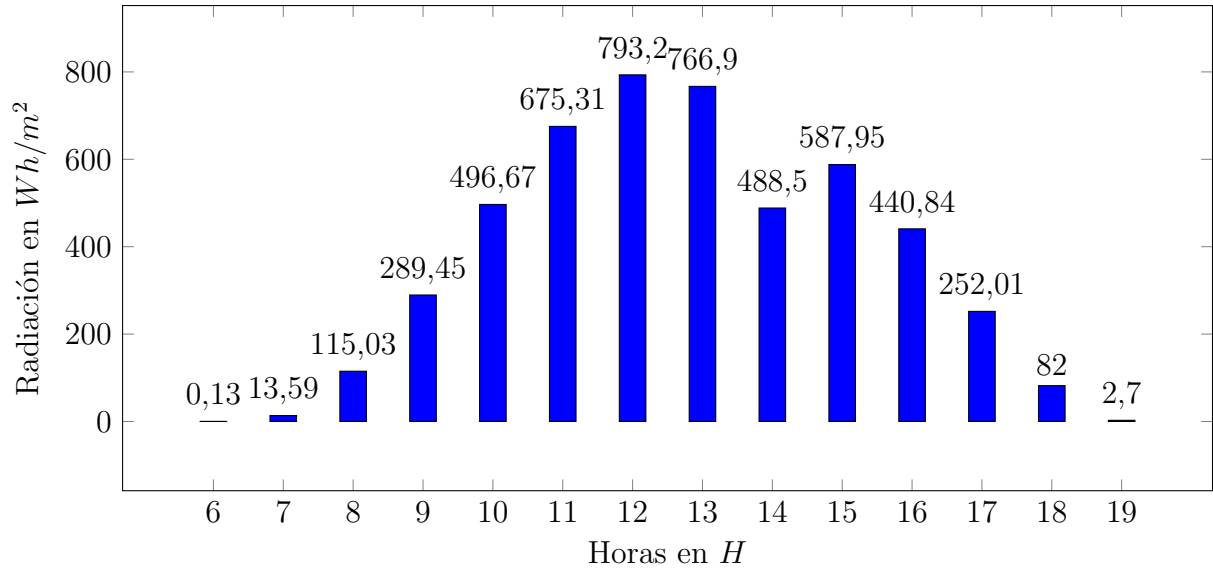


Figura B.5: Radiación media horaria para el mes de Febrero de 2018.

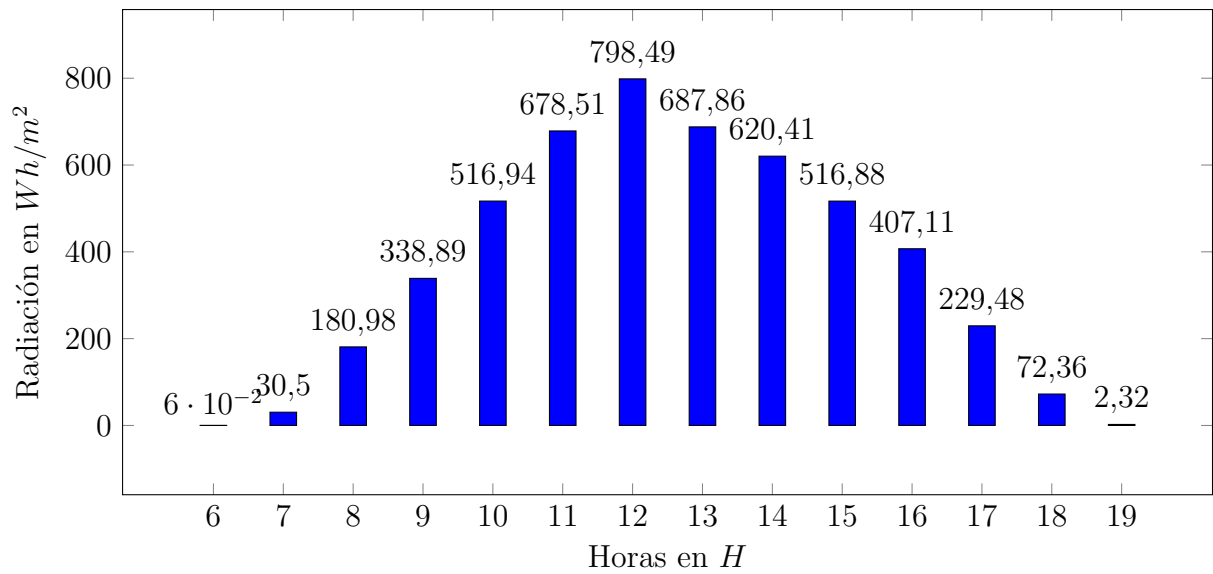


Figura B.6: Radiación media horaria para el mes de Marzo de 2018.

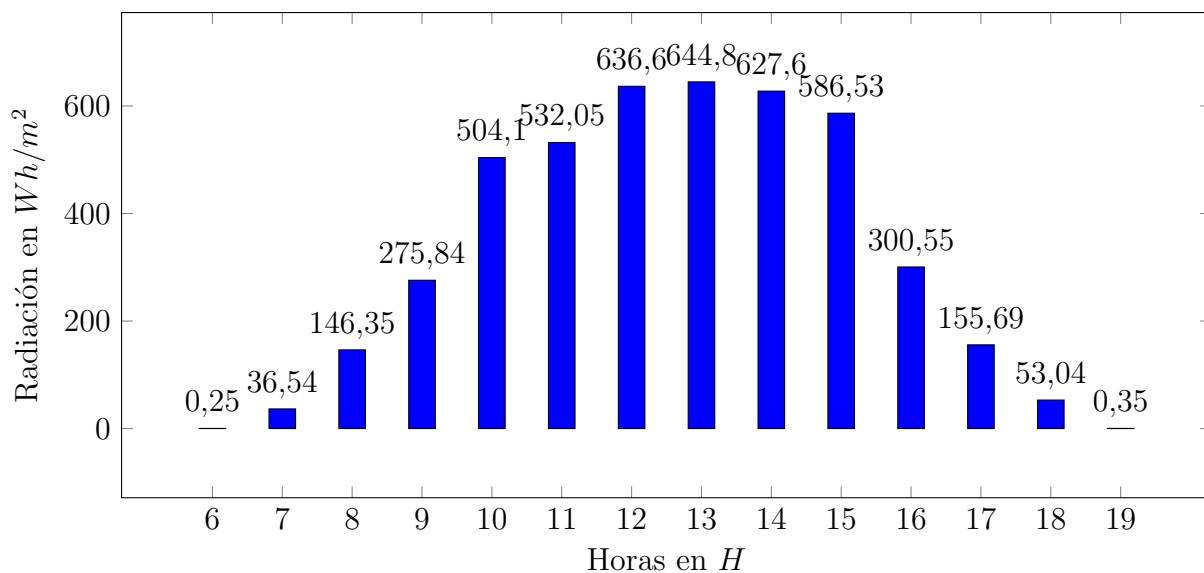


Figura B.7: Radiación media horaria para el mes de Abril de 2018.

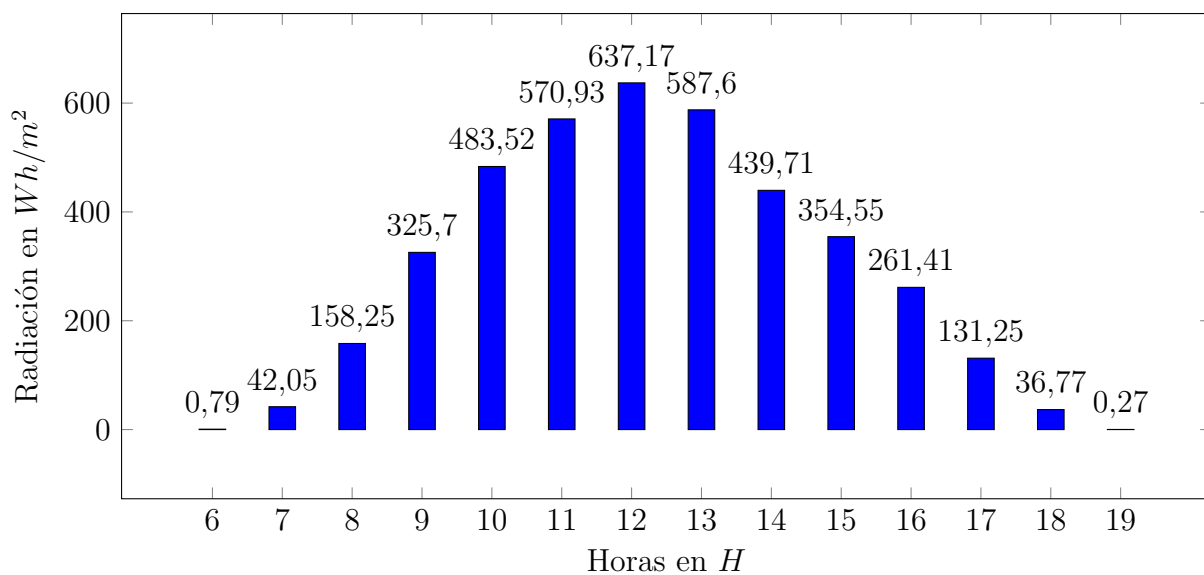


Figura B.8: Radiación media horaria para el mes de Mayo de 2018.

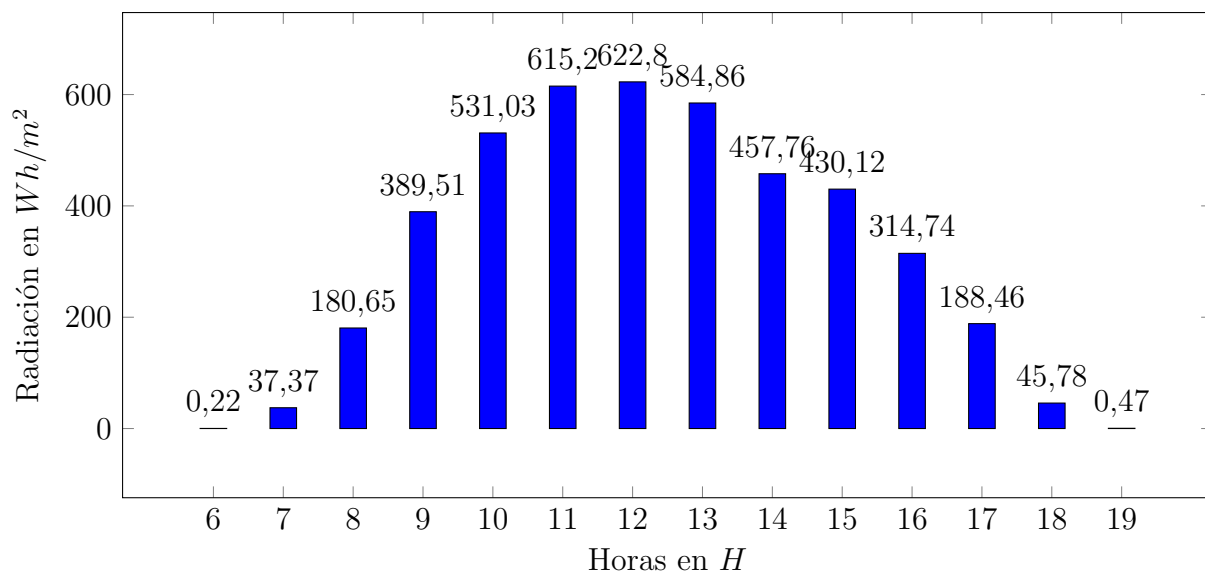


Figura B.9: Radiación media horaria para el mes de Junio de 2018.

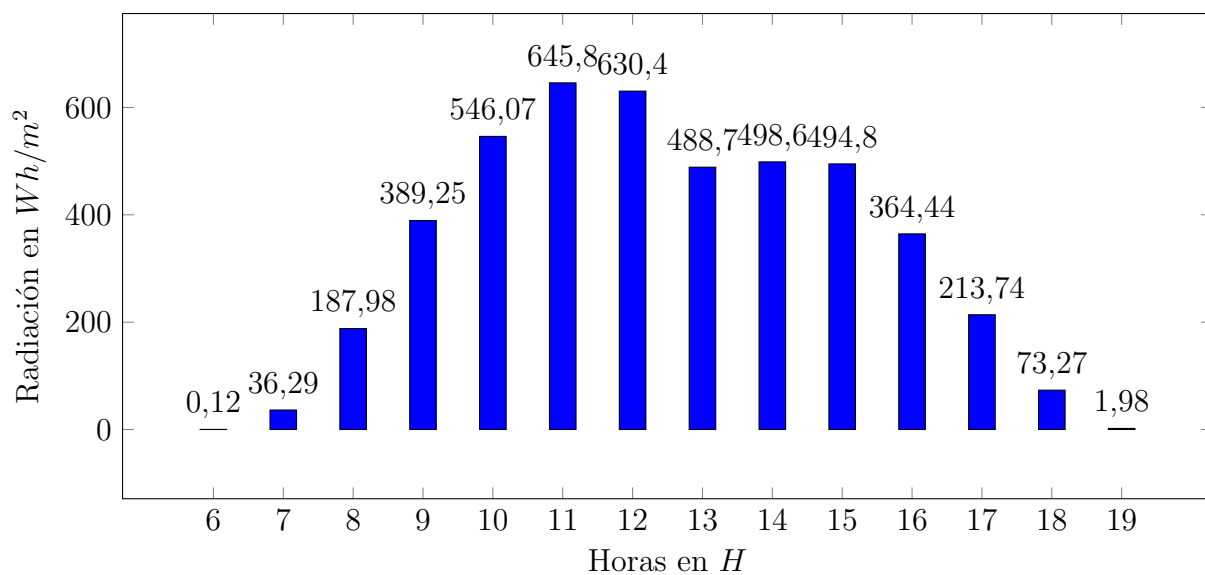


Figura B.10: Radiación media horaria para el mes de Julio de 2018.

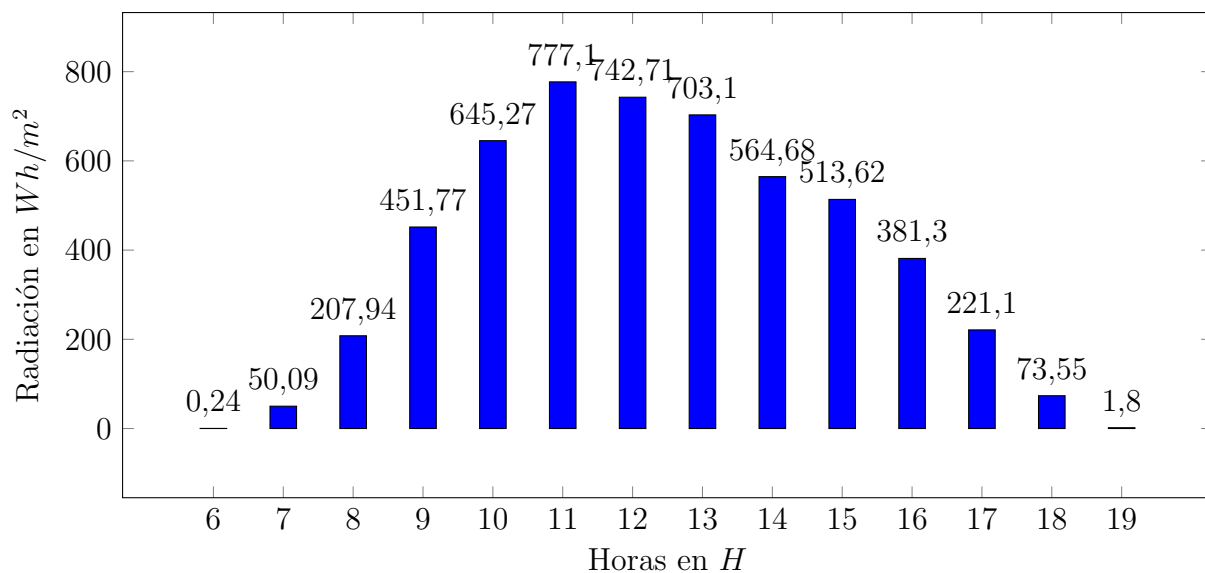


Figura B.11: Radiación media horaria para el mes de Agosto de 2018.

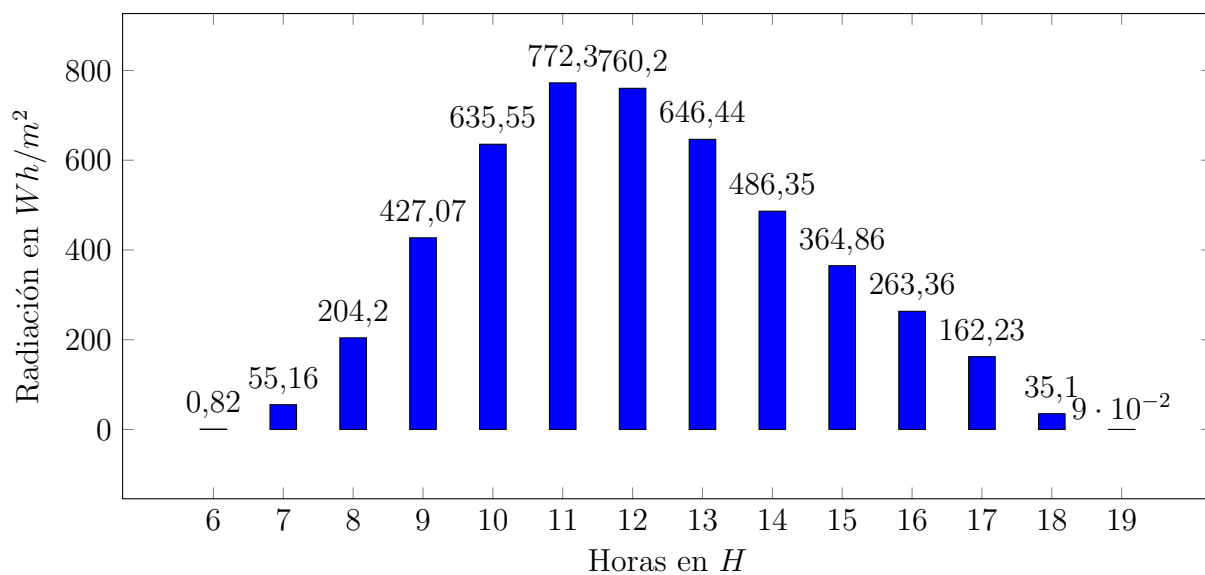


Figura B.12: Radiación media horaria para el mes de Septiembre de 2018.

Apéndice C

Fichas Técnicas de los dispositivos implementados






C.1. Ficha Técnica: Paneles Solares

www.jinkosolar.com

JinKO^{Solar}



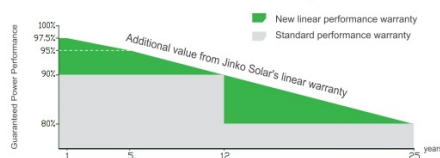
KEY FEATURES

-  High module conversion efficiency (up to 15.46%), through superior manufacturing technology
-  Perfect module self-cleaning capability, reduce power loss caused by dust (soiling effect)
-  Excellent performance in low-light irradiance environment
-  Extreme environment durability, low power degradation under high temperature
-  Entire module certified to withstand high wind loads (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal)

QUALITY&SAFETY

- Positive power tolerance of $-0/+3\%$ *
- 10 year warranty on material & workmanship *
- Industry leading power output warranty (12 years/90%, 25 years/80%)
- Premium linear performance warranty *

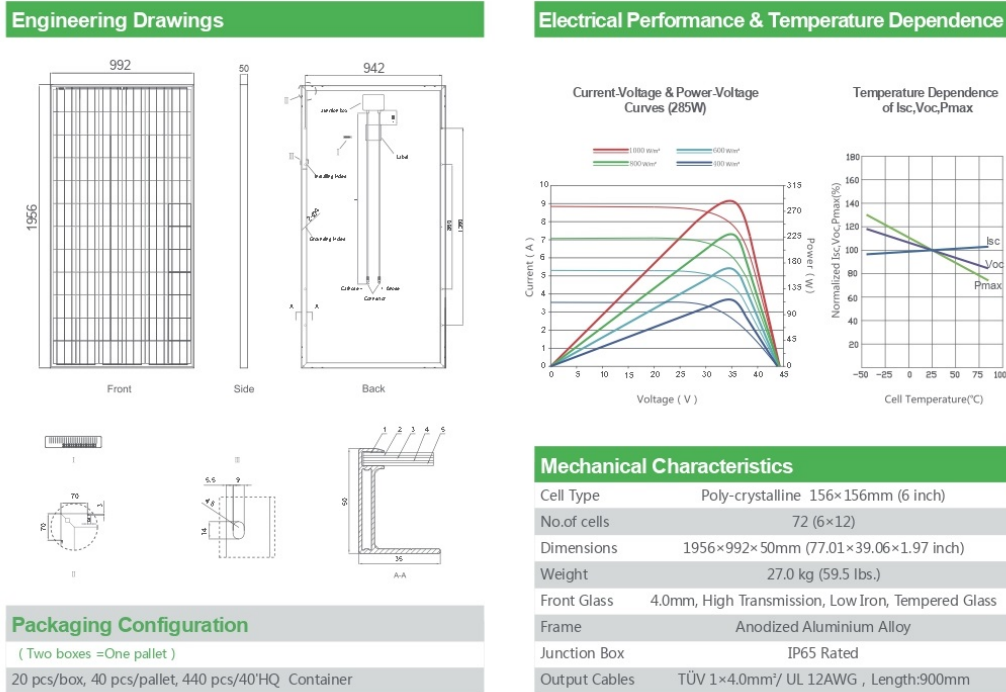
Premium Performance Warranty



* Based on customer requirements and contract terms

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory
IEC61215-IEC61730 certified products





SPECIFICATIONS					
Module Type	JKM280P	JKM285P	JKM290P	JKM295P	JKM300P
Maximum Power at STC (Pmax)	280Wp	285Wp	290Wp	295Wp	300Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	35.5V	36V	36.4V	36.8V	37.2V
Maximum Power Current (Imp)	7.89A	7.92A	7.97A	8.02A	8.07A
Open-circuit Voltage (Voc)	44.5V	44.7V	44.9V	45.2V	45.4V
Short-circuit Current (Isc)	8.81A	8.85A	8.89A	8.95A	8.98A
Module Efficiency(%)	14.43%	14.69%	14.95%	15.20%	15.46%
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C				
Maximum system voltage	600V (UL) /1000V (IEC) DC				
Maximum series fuse rating	15A				
Power tolerance	±3% / -0~+3% (Based on customer requirements and contract terms)				
Temperature coefficients of Pmax	-0.45%/°C				
Temperature coefficients of Voc	-0.27%/°C				
Temperature coefficients of Isc	0.05%/°C				
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C				

STC: Irradiance 1000W/m²
 Module Temperature 25°C
 AM=1.5

* Power measurement tolerance: ± 3%

C.2. Ficha Técnica: Microinversores



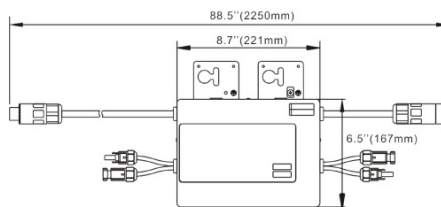
Leading the Industry in
Solar Microinverter Technology



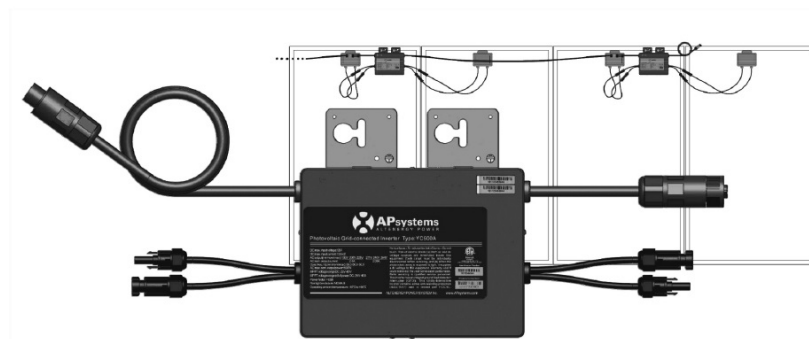
YC500A Microinverter

- Single unit connects two solar modules
- Maximum output power 500W
- Individual MPPT for each module
- Rated up to 310W
- Up to 14 solar modules (7x YC500s) in a string with a 20A breaker

DIMENSIONS



Our flagship product, the APsystems YC500A is a grid-tied microinverter with intelligent networking and monitoring systems to ensure maximum efficiency. Highly dependable and cost effective, the YC500A handles up to 310W modules with negligible clipping, delivering 250W AC per module with dual MPPT. Half the inverters and half the installation means real cost savings for residential and commercial customers.



APsystems YC500A Microinverter Datasheet

INPUT DATA (DC)

Recommended PV Module Power Range (STC)	180-310W
MPPT Voltage Range	22-45V
Maximum Input Voltage	55V
Maximum Input Current	12A X 2

OUTPUT DATA (AC)

Rated Output Power	500W
Maximum Output Current	2.08A @ 240V 2.4A @208V
Nominal Output Voltage/Range - 240V	240V/211V-264V*
Nominal Output Voltage/Range - 208V	208V/183V-229V*
Nominal Output Frequency/Range	60Hz/ 59.3-60.5Hz*
Power Factor	>0.99
Total Harmonic Distortion	<3%
Maximum Units Per Branch	7 per 20A @ 240V 6 per 20A @ 208V

EFFICIENCY

Peak Efficiency	95.5%
CEC Weighted Efficiency**	95%
Nominal MPP Tracking Efficiency	99.5%

MECHANICAL DATA

Storage Temperature Range	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)
Operating Temperature Range	-40°F to +149°F (-40°C to +65°C)
Dimensions (WxHxD) inches	8.75" x 6.5" x 1.1"
Dimensions (WxHxD) mm	221mm x 167mm x 29mm
Weight	5.5 lbs (2.5kg)
Enclosure Rating	NEMA 6
Cooling	Natural Convection - No Fans

FEATURES & COMPLIANCE

Communication	Power line (PLC)
Warranty	10 years standard, extendable to 25 years
Emissions & Immunity (EMC) Compliance	FCC PART 15, ANSI C63.4 2003, ICES-003
Safety Class Compliance	UL 1741 , CSA C22.2, No. 107.1-01, NEC2014 690.12
Grid Connection Compliance	IEEE 1547

Specifications subject to change without notice - please ensure you are using the most recent update found at www.APsistemas.com

* Programmable per customer and utility requirements. All settings UL approved

**CEC registered as Altenergy Power System Inc.

12.7.15 © All Rights Reserved

C.3. Ficha Técnica: Medidores Bidireccionales

ISKRAEMECO 

BÁSICO MT -174
Medidor Polifásico Multitarifa

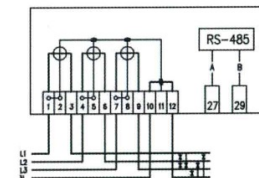
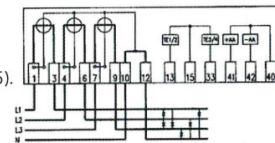


-    Energías Activa, Reactiva y Aparente
-   Caja DIN
-    Múltiples tipos de conexión
-  Conexión directa o a transformadores de corriente
-  Clase de Protección
-  Perfil de carga
-  Puerto óptico
-  Reloj calendario RTC
-  Bitácora de eventos
-  Interfaz RS485
-  Registros para multiples tarifas
-   Clase de Exactitud
-  Detección de campo magnético
-  Apto para la medición fotovoltaica
-  Demanda máxima
-  Medición en 4 cuadrantes

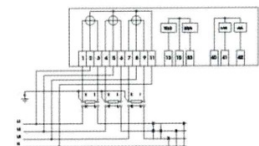
Con un diseño futurista, el medidor polifásico MT174 está preparado para adaptarse a los diversos requerimientos de los clientes. La elevada calidad en el proceso de fabricación permiten al medidor ofrecer un desempeño esperado en entornos residenciales y pequeña industria. El medidor cuenta con una amplia variedad de funcionalidades:

- Extensas características antifraude.
- Amigable diseño fotovoltaico.
- Interfaz de comunicación RS (RS 485).
- Hasta cuatro esquemas tarifarios.
- Perfil de carga extendido.
- Planes tarifarios (TOU) - tarificación interna.

Diagrama de conexiones

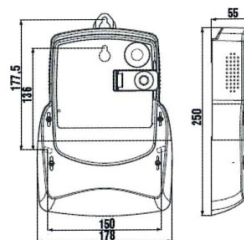


a. Diagrama de conexión directa MT174



b. Diagrama de conexión a través de TC

Dimensiones del medidor (mm)

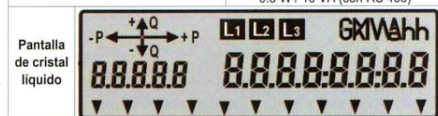




MT174 Medidor polifásico multifuncional

Repaso del tipo		MT174-D2	MT174-T1
		DIN	DIN
Red	Baja tensión	•	•
	1F-2H	•	
	2F-3H	•	
	3F-4H	•	•
Comunicación	RS 485	•	•
	Interfaz óptico	•	•
Opciones entrada-salida	Salida S0	•	•
	Salida OPTOMOS	•	•
	Entrada tarifa (1 o 2)	•	•

Especificaciones técnicas		MT174-D2	MT174-T1
		DIN	DIN
Tensión nominal	Un	3x120/208 V	
Rango de tensión		0,8 - 1,15 Un	
Corriente	Corriente base In	5 A	1 A
	Corriente máxima Imax	120 A	6 A
Clase de Exactitud	Energía activa	Clase 1 (IEC 62053-21 NTC 4052)	
	Energía reactiva	Clase 2 (IEC 62053-23 NTC 4569)	
	Energía aparente	Clase 2	
Reloj tiempo real	Precisión	Mejor que ± 3 min/año a 23°C	
	Alimentación de respaldo	Pila Li: 5 años operac. hasta 20 años	
Rango temp. IEC 62052-11	Operación	-40°C...+60°C, extend. -40°C...+70°C	
	Almacenamiento	-40°C ... +80°C	
Protección ingreso polvo y agua		IP54	
Consumo		0.6 W / 10 VA (sin RS485)	
		0.8 W / 10 VA (con RS 485)	



Funcionalidades básicas:

Características de medición

- Medición de "energía" en dos direcciones.
- Energías y demandas Activa, Reactiva y Aparente en redes 3F-4H y 2F-3H.
- Mediciones por fase y trifásicas.
- Cantidades de medición: Tensiones por fase, corrientes por fase, factores de potencia por fase, frecuencia.
- Medición de "energía" en dos direcciones.
- Medición de potencias instantáneas.

Funcionalidades tarifarias:

- Planes tarifarios (TOU) para la medición de energía activa y demanda máxima (hasta 4 tarifas, 10 estaciones, 10 programas semanales, 10 definiciones diarias, 10 conmutaciones dentro de programas tarifarios diarios, 46 festivos).

Perfiles de carga:

- 2 Registros de perfil de carga hasta 8 canales.
- Posibilidad de configurar el período del registro en 5, 10, 15, 30, 60 minutos y 24h.

Comunicación:

- Conformidad con IEC 1107.
- Dos interfaces de comunicación:
 - Puerto óptico.
 - RS 485.

Reloj de tiempo real (RTC):

- Conformidad con la norma IEC 62054-21.
- RTC con calendario basado en cristal de cuarzo de 32 kHz.
- Precisión del RTC: mejor que ± 3 minutos / año, reserva de operación: 5 años, expectativa del tiempo de vida de la pila de Litio: 20 años.
- Contador del tiempo transcurrido de la operación del RTCV.
- Pila de Litio habilita los datos en pantalla LCD cuando el medidor se encuentra en el estado de no-energizado.

Funcionalidades tarifarias:

- Pantalla LCD.
- Detección de la apertura de la tapa cubrebombas.
- Detector de campo magnético externo.
- Medición fotovoltaica.
- Canales de comunicación con seguridad.
- Indicación de batería baja.
- Entradas / Salidas.

Distribuidor:



INELCA S.A.S.
Calle 15 No. 22 - 207 Autopista Cali - Yumbo
Terminal logístico Valle del Pacífico, Bodega No. 4C

C.4. Ficha Técnica: Conductores

TTRF-70 (NMT) TTRF-70 (NMT) 4x12 AWG

Contacto
Ventas Local
ventas.peru@nexans.com
exportaciones.peru@nexans.com

Ref. Nexans: P00010508-3

En aparatos o equipos sujetos a desplazamientos.

DESCRIPCIÓN

Aplicación:

En aparatos o equipos sujetos a desplazamientos, arrollamientos o vibraciones y para todo tipo de equipos móviles.

Construcción:

1. Conductor: Cobre blando flexible, clase 5.
2. Aislamiento: Compuesto de PVC flexible.
3. Relleno: Compuesto de PVC flexible.
4. Cubierta externa: Compuesto de PVC flexible.

Principales características:

Gran flexibilidad, terminación compacta, resistencia a la abrasión y humedad. No propaga la llama.

Calibre:

12 AWG y 10 AWG.

Marcación:

PERU INDECO S.A. TTRF-70(NMT) - (Nro fases x calibre) - 300/500 V - Año - Metrado secuencial.

Embalaje:

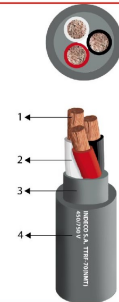
Rollos de 100 metros.

Color:

Aislamiento: Ver identificación de fases.

Cubierta externa: Gris o negro.

Normas nacionales



NORMA

Internacional IEC 60227-1;
IEC 60227-2; IEC 60227-5;
IEC 60332-1-2; IEC 60811-401;
IEC 60811-409; IEC 60811-504;
IEC 60811-505; IEC 60811-506;
IEC 60811-508; IEC 60811-509

Nacional NTP 370.250;
NTP 370.252; UL 2556



Flexibilidad del conductor
Flexible Clase 5



Libre de plomo
Sí



Tensión nominal de servicio Uo/U
300 / 500 V



Flexibilidad del cable
Excelente



No propagación de la llama
IEC 60332-1-2; FT1



Resistencia a aceites
Buena



Temperatura máxima operación
70 °C

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas como que constituyen una representación de la parte de Nexans.
Generado 28/06/19 www.nexans.pe Página 1 / 4

INDECO

TTRF-70 (NMT)

TTRF-70 (NMT) 4x12 AWG

Contacto

Ventas Local
ventas.peru@nexans.com
exportaciones.peru@nexans.com

Características dimensionales	
Número de fases	4
Calibre (AWG)	12
Diámetro del conductor	2,3 mm
Mínimo espesor de aislamiento	0,8 mm
Mínimo espesor de cubierta	1,2 mm
Diámetro sobre cubierta	12,9 mm
Peso aproximado	277 kg/km
Características eléctricas	
Tensión nominal de servicio Uo/U	300 / 500 V
Rigidez dieléctrica	2,0 kV
Tiempo Rigidez Dieléctrica Vca al aislamiento	5 min.
Amperaje en aire a 30°C	20 A
Resistencia máxima del conductor en CC a 20° C	5,69 Ohm/km
Características mecánicas	
Flexibilidad del cable	Excelente
Características de uso	
No propagación de la llama	IEC 60332-1-2; FT1
Resistencia a aceites	Buena
Referencia	05
Temperatura máxima operación	70 °C
Temperatura de sobrecarga de emergencia	100 °C
Temperatura máxima del conductor en corto-circuito	160 °C

IDENTIFICACIÓN DE FASES TTRF-70 (NMT)

Número de fases	Identificación de fases
2	Blanco + negro
3	Blanco + negro + rojo
4	Blanco + negro + rojo + azul
2+T	Blanco + negro + (amarillo o verde o amarillo/verde o verde/amarillo)
3+T	Blanco + negro + rojo + (amarillo o verde o amarillo/verde o verde/amarillo)
4+T	Blanco + negro + rojo + azul + (amarillo o verde o amarillo/verde o verde/amarillo)



Flexibilidad del conductor
Flexible Clase 5



Libre de plomo
SI



Tensión nominal de servicio Uo/U
300 / 500 V



Flexibilidad del cable
Excelente



No propagación de la llama
IEC 60332-1-2; FT1



Resistencia a aceites
Buena



Temperatura máxima operación
70 °C

C.5. Ficha Técnica: Protecciones

Aparatos de instalación

Interruptores termomagnéticos S60

Interruptores diferenciales F360

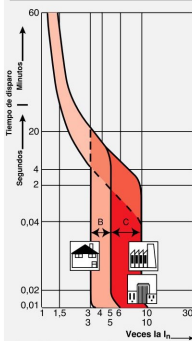


ABB Tubío



Datos Técnicos

Curva de disparo



Los interruptores termomagnéticos S60 responden en sus características de disparo a las normas IEC 898, VDE 0641 e IRAM 2169.

Tabla de selección del S60

In (A)	Unipolar	Bipolar	Tripol	Tripol + NA	Tetrapolar**
2	S 61 * 02	S 62 * 02	S 63 * 02	S 63 * 02 NA	S 64 * 02
4	S 61 * 04	S 62 * 04	S 63 * 04	S 63 * 04 NA	S 64 * 04
6	S 61 * 06	S 62 * 06	S 63 * 06	S 63 * 06 NA	S 64 * 06
10	S 61 * 10	S 62 * 10	S 63 * 10	S 63 * 10 NA	S 64 * 10
16	S 61 * 16	S 62 * 16	S 63 * 16	S 63 * 16 NA	S 64 * 16
20	S 61 * 20	S 62 * 20	S 63 * 20	S 63 * 20 NA	S 64 * 20
25	S 61 * 25	S 62 * 25	S 63 * 25	S 63 * 25 NA	S 64 * 25
32	S 61 * 32	S 62 * 32	S 63 * 32	S 63 * 32 NA	S 64 * 32
40	S 61 * 40	S 62 * 40	S 63 * 40	S 63 * 40 NA	S 64 * 40
50	S 61 * 50	S 62 * 50	S 63 * 50	S 63 * 50 NA	S 64 * 50
63	S 61 * 63	S 62 * 63	S 63 * 63	S 63 * 63 NA	S 64 * 63

Reemplazar * por B o C, de acuerdo a la curva de disparo requerida.
** Nota: ante pedido.

Selección de protecciones

Sección del conductor (mm²)	Intensidad nominal en A
1,5	16
2,5	20
4	25
6	32
10	50
16	63

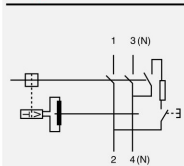
La intensidad nominal del interruptor debe ser menor o igual a la intensidad máxima que admite el conductor. Se aconseja consultar los valores proporcionados por los fabricantes de conductores.

Interruptor termomagnético S60

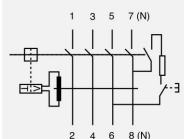
Características técnicas

Conformidad con normas	IEC 898, IEC 947/2, VDE 0641, IRAM 2169
Nº de módulos de 17,5 mm	1, 2, 3, 4
Tensión nominal UB	127-220-380-440VCA, 50/60Hz
Tensión máx. de servicio UBmax	440VCA
Tensión mín. de servicio UBmin	12VCA
Poder de corte:	127 V - Icu = 10 kA IEC 947-2: 230V/400V - 6kA (2/3 polos) 230V/400V - 4,5kA IEC 898: 230V/400V - 3kA
Característica de disparo	B y C según IEC 898
Vida útil:	• Eléctrica con U _n e I _n : 10.000 maniobras • Mecánica: 20.000 maniobras
Grado de protección	IP 20 - ≥ IP40 en gabinete
Temp. amb. de funcionamiento	Max.: + 55° C, min.: -20° C
Sección de conductores	0,75 a 25 mm²
Bornes de alimentación	Superiores o inferiores, indistinto
Posición de montaje	Indistinta
Fijación	Encastre a perfil DIN 35mm
Tipo de bornes	De caja con estribo
Peso	100 gramos por polo
Unidades en embalaje	12 polos por caja

Esquema de conexión



F 362



F 364

Tabla de selección del F360

In (A)	Int. de defecto	Bipolar	Tetrapolar
16	10 mA	F 362/16	-
25	30 mA y 300 mA	F 362/25	F 364/25
40	30 mA y 300 mA	F 362/40	F 364/40
63	30 mA y 300 mA	F 362/63	F 364/63

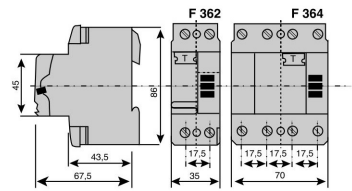
Interruptor diferencial F360

Características técnicas

Conformidad con normas	IEC 1008, EN 61008, VDE 0664, IRAM 2301
Nº de módulos de 17,5 mm	2 módulos (bipolar) 4 módulos (tetrapolar)
Intensidad nominal	25, 40, 63 A
Tensión nominal UB	127/230 VCA (bipolar) 230/415 VCA (tetrapolar)
Frecuencia	50/60Hz
Intensidad de defecto I _{Δn}	10 mA, 30 mA y 300 mA
Margen de disparo	0,5...1 I _{Δn}
Tiempo	1 I _{Δn} : ≤ 200 mseg 5 I _{Δn} : < 40 mseg
Resistencia al cortocircuito	6 kA
Vida útil:	• Eléctrica con U _n e I _n : 10.000 maniobras • Mecánica: 20.000 maniobras
Grado de protección	IP 20 - ≥ IP40 en gabinete
Temp. amb. de funcionamiento	Max.: + 55° C, min.: -5° C
Sección de conductores	0,75 a 25 mm²
Bornes de alimentación	Superiores o inferiores, indistinto
Posición de montaje	Indistinta
Peso	• 25/40 A: 0,345 (bipolar) - 0,415 (tetrapolar) • 63 A: 0,365 (bipolar) - 0,450 (tetrapolar)
Fijación	Encastre a perfil DIN 35mm
Tipo de bornes	De caja bifunción

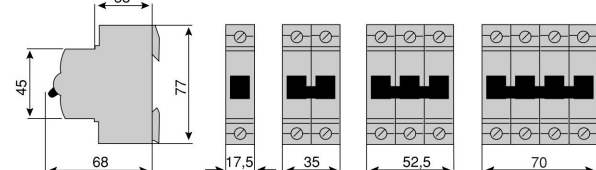
Dimensiones

Interruptores diferenciales F360



Dimensiones

Interruptores termomagnéticos S60



C.6. Ficha Técnica: Estructuras

Sistema GULPIYURI

Estructuras coplanares

La playa de Gulpiyuri es una pequeña aunque impresionante playa situada entre Ribadesella y Llanes (Asturias), declarada monumento natural. Solo es accesible desde la playa de San Antolín o desde Naves, aislamiento que ha permitido la relativamente buena conservación de esta pequeña y delicada joya natural.

Se trata de una pequeña playa de mar situada tierra adentro, entre verdes praderas agrícolas. En una costa de roca caliza el mar fue creando una cueva hacia el interior, cuyo fondo se hundió (un fenómeno karstico conocido como dolina), dejando un pequeño hueco circular de unos 50m de diámetro a 100m de la costa. Este hundimiento sigue conectando con la costa por lo que penetra agua proveniente del mar, siendo posible así notar las mareas y disponiendo de un pequeño espacio con fina arena.

Contacto

EUROPA - Oficinas & Fábrica
pol. industrial Tabaza I zona A
Nave 6a, Carreño - Asturias (España)
Teléfono: +34 984 112 759
alusinsolar@alusinsolar.com

alusinsolar.com

Sistema GULPIYURI

estructuras coplanares

Garantías

- ✓ Diseño según cargas climáticas locales
- ✓ Fijación universal de paneles
- ✓ Alta versatilidad y adaptable
- ✓ Grapas especiales película fina y frameless
- ✓ Plazo de entrega rápido
- ✓ Cómoda instalación
- ✓ 25 años garantía de materiales
- ✓ 2 años garantía de obra

Características Técnicas

- Perfiles, grapas y accesorios en aluminio extruido de primera fusión.
- Tornillería en acero inoxidable A2/A4 según la agresividad del ambiente, con opción a tratamientos superficiales.
- Transmisión directa de cargas a la estructura principal. Fijación directa a las correas.
- Fijación con Juntas EPDM y adhesivo a doble cara, asegurando estanqueidad y resistencia a gradientes térmicos y a los rayos UV
- Opción de Tuercas antirrobo, sistema de ranuras para tornillo.
- Multitud de configuraciones disponibles.
- Material 100% reciclable.

Para instalación sobre los siguientes tipos de correa

Para todo tipo de cerramientos

Cargas

Viento Hasta 240 km/h (150mph).

Nieve Hasta 2 kN/m²

Cálculos de las estructuras de acuerdo con las cargas climáticas dependientes de la ubicación del proyecto

Pesos

Para panel en horizontal	Para panel en vertical
3.25 kg/m ²	2.49 kg/m ²
Pesos aproximados incluyendo tornillería	

Apéndice D

Esquemas y Diagramas Unifilares

D.1. Caso 1

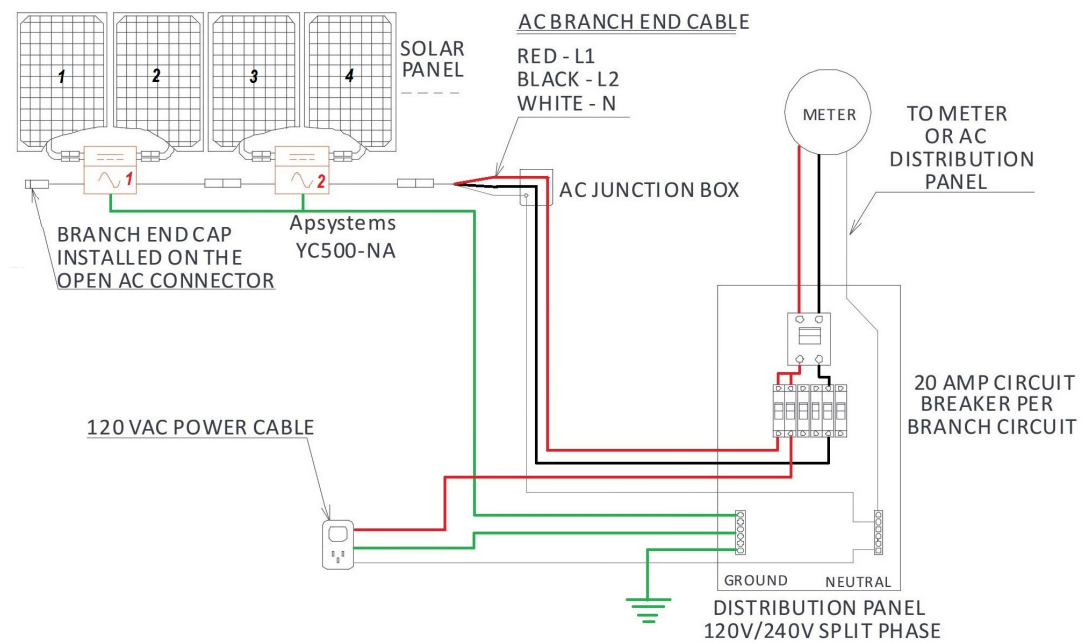


Figura D.1: Esquema para el caso 1.

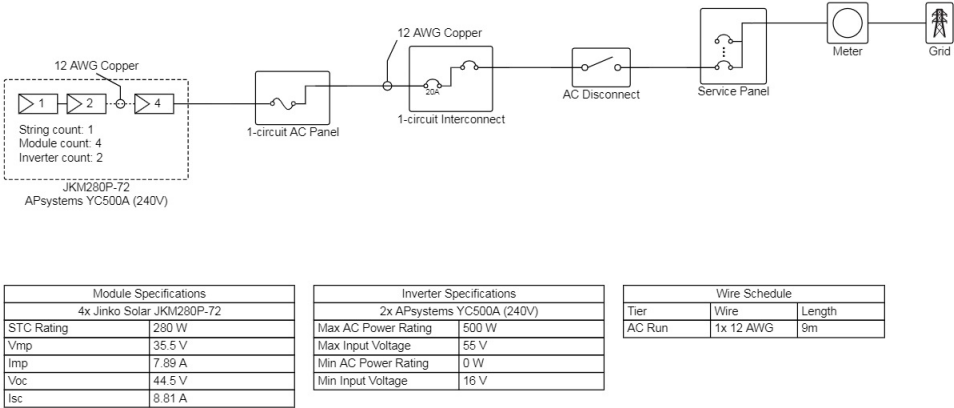


Figura D.2: Diagrama Unifilar para el caso 1.

D.2. Caso 2

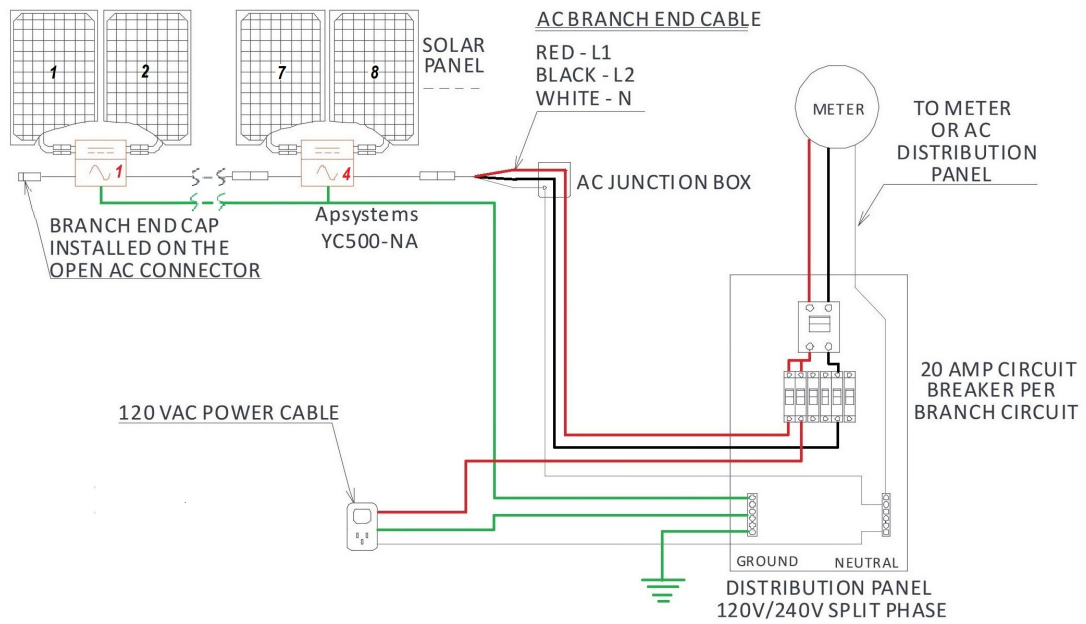


Figura D.3: Esquema para el caso 2.

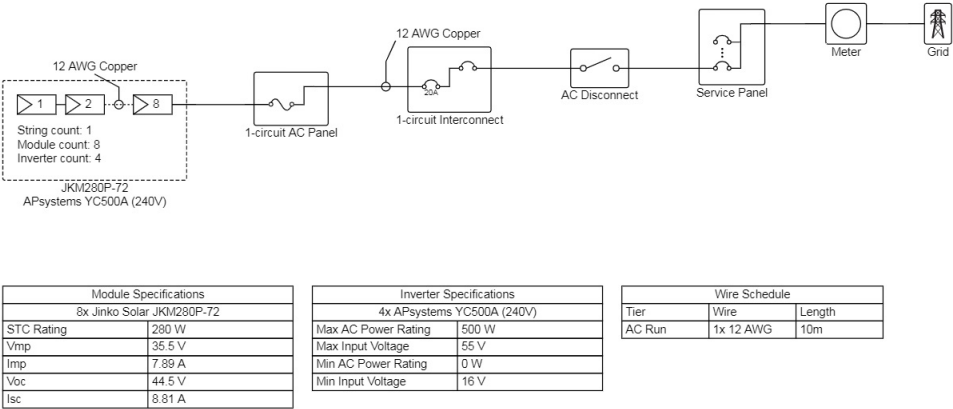


Figura D.4: Diagrama Unifilar para el caso 2.


Apéndice E

Simulaciones en Helioscope

Caso 1 Casa Residencial Promedio, Pereira - Risaralda

Report

Project Name	Casa Residencial Promedio
Project Description	Sistema Fotovoltaico On-Grid sin acumuladores de energía eléctrica.
Project Address	Pereira - Risaralda
Prepared For	Cliente Promedio
Prepared By	Luis Felipe Giraldo Mora pipe-5269@hotmail.com

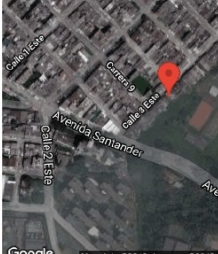


Universidad Tecnológica de Pereira

System Metrics

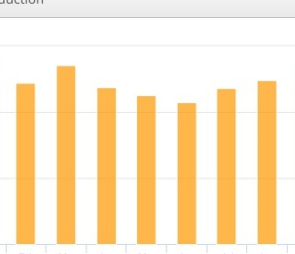
Design	Caso 1
Module DC Nameplate	1.12 kW
Inverter AC Nameplate	1,000.0 W Load Ratio: 1.12
Annual Production	1.504 MWh
Performance Ratio	75.3%
kWh/kWp	1,342.5
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Simulator Version	60cf569465-6389629edf-3e08201572-9628f07406

Project Location



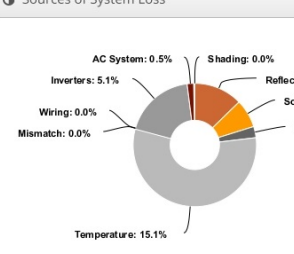
Map data ©2019 Imagery ©2019 CNES / Airbus, DigitalGlobe

Monthly Production



Month	Production (kWh)
Jan	~140
Feb	~120
Mar	~135
Apr	~115
May	~110
Jun	~105
Jul	~115
Aug	~120
Sep	~125
Oct	~130
Nov	~120
Dec	~135

Sources of System Loss



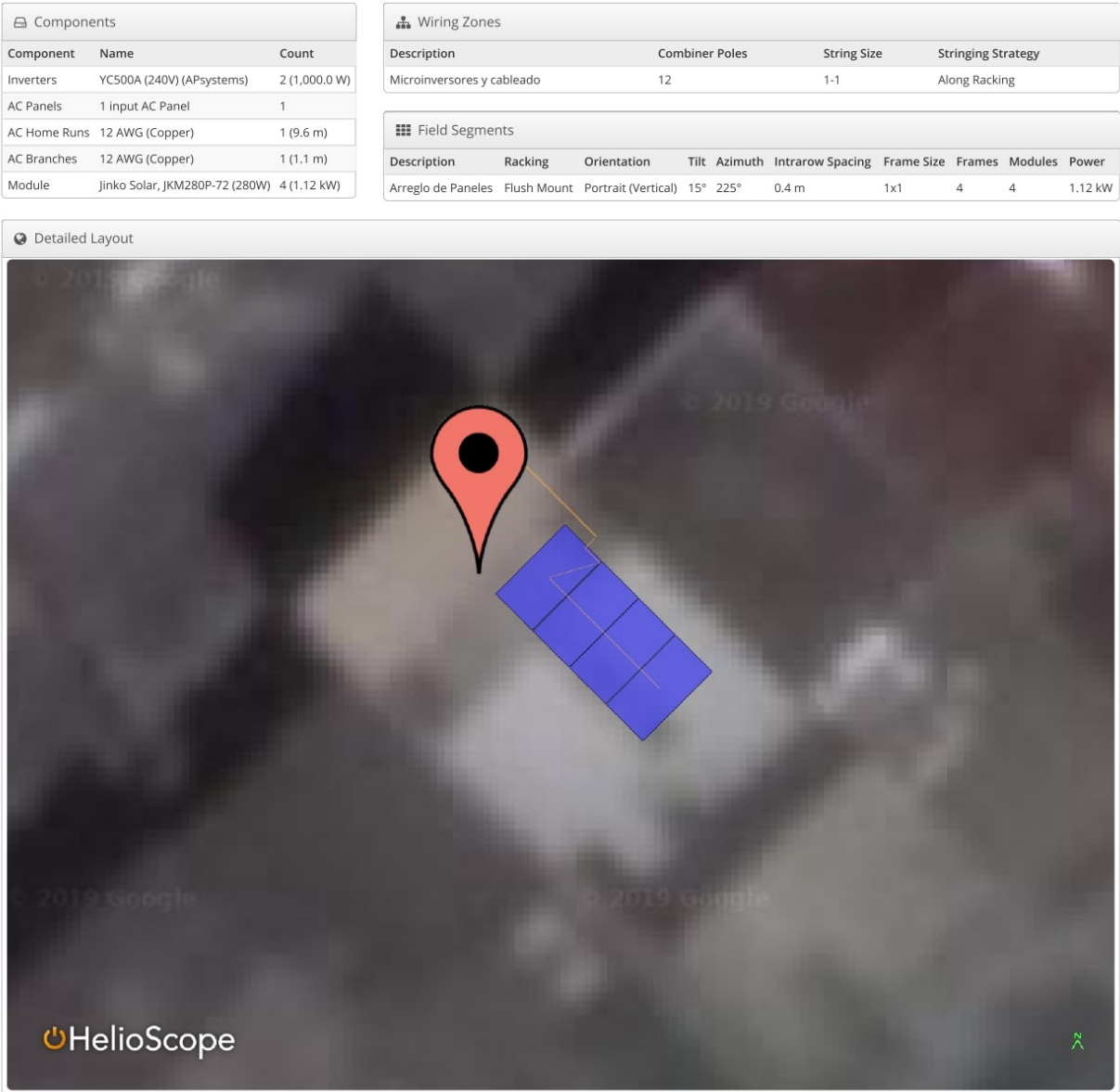
Source	Percentage (%)
Temperature	15.1%
Reflection	3.4%
Soiling	2.0%
Irradiance	0.8%
AC System	0.5%
Inverters	5.1%
Shading	0.0%
Wiring	0.0%
Mismatch	0.0%

Annual Production

Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m²)		
Annual Global Horizontal Irradiance	1,792.7	-
POA Irradiance	1,782.0	-0.6%
Shaded Irradiance	1,782.0	0.0%
Irradiance after Reflection	1,720.8	-3.4%
Irradiance after Soiling	1,686.4	-2.0%
Total Collector Irradiance	1,686.4	0.0%
Nameplate	1,889.1	-
Output at Irradiance Levels	1,874.2	-0.8%
Output at Cell Temperature Derate	1,590.7	-15.1%
Output After Mismatch	1,590.1	0.0%
Optimal DC Output	1,590.1	0.0%
Constrained DC Output	1,591.3	0.1%
Inverter Output	1,510.6	-5.0%
Energy to Grid	1,503.6	-0.5%

Condition Set

Description	Condition Set 1
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng
Transposition Model	Perez Model
Temperature Model	Sandia Model
Temperature Model Parameters	
Rack Type	a b Temperature Delta
Fixed Tilt	-3.56 -0.075 3°C
Flush Mount	-2.81 -0.0455 0°C
Soiling (%)	
J F J A M J J A S O N D	2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2
Irradiation Variance	5%
Cell Temperature Spread	4° C
Module Biasing Range	-3.6% to 3.5%



E.2. Caso 2

Caso 2 Casa Residencial Promedio, Pereira - Risaralda

